



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

SAMI LEHTIMÄKI  
USEAN KYTKINLAITOSKENTÄN SUOJAAMINEN YHDELLÄ SUO-  
JALAITTEELLA TUULIVOIMAN LIITYNTÄSÄHKÖASEMALLA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty  
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekuntaneu-  
voston kokouksessa 3. kesäkuuta 2015

## TIIVISTELMÄ

**SAMI LEHTIMÄKI:** Usean kytkinlaitoskentän suojaaminen yhdellä suojalaitteella tuulivoiman liityntäsähköasemalla  
Tampereen teknillinen yliopisto  
Diplomityö, 84 sivua, 16 liitesivua  
Maaliskuu 2017  
Sähkötekniikan koulutusohjelma  
Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat  
Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: IED, suojalaite, suojarele, keskitetty suojaus ja ohjaus, sähköase, tuulivoima

Sähköverkon suojauksen päätehtävä on havaita viat ja erottaa vikaantunut verkon osa muusta järjestelmästä. Perinteisesti usean kytkinlaitoskentän suojaaminen on toteutettu usealla suojalaitteella, jolloin sähköaseman jokaisella kentällä tai kennolla on yksi tai useampi suojalaite. Diplomityön tavoitteena on selvittää, olisiko usean kytkinlaitoskentän suojaaminen toteutettavissa yhdellä suojalaitteella. Ajatus yhden suojalaitteen toteutuksesta ja nykyaikaisten suojalaitteiden ominaisuuksien monipuolisemmasta hyödyntämisestä syntyi Empower PN Oy:ssä piensähköasemien suunnittelutyön optimoinnin ja kehittämisen tuloksena. Ajatuksena oli vähentää vikaantuvien laitteiden lukumäärää tuulivoimalaitoksen liityntäsähköasemalla ja yksinkertaistaa suojausjärjestelmän rakennetta.

Tavoitteen saavuttamiseksi yhden suojalaitteen keskitetty suojaus suunniteltiin ja toteutettiin yhdelle Empower PN Oy:n toimittamalle 110 kV:n voimajohtoliityntäiselle tuulivoimalaitoksen sähköasemalle. Teoriaosuudessa esitellään sähköasemia ja relesuojasta tuulivoimalaitoksen näkökulmasta. Soveltavassa osuudessa esitellään liityntäsähköasemalle suunniteltu suojaustoteutus. Työssä määritellään aluksi suojattava kohde, käydään läpi laitehankintaprosessi, määritellään suojalaitteen ominaisuudet ja toiminnot sekä kuvataan suojauksen toteutus ja suojalaitteen konfigurointi. Suojalaite on valittu kaupallisesti saatavilla olevista suojalaitteivaihtoehdoista.

Diplomityön merkittävimpänä saavutuksena voidaan pitää onnistunutta ja käyttöön otettua suojaustoteutusta. Yhteenvetona voidaan todeta, että usean kytkinlaitoskentän suojaaminen yhdellä suojalaitteella on mahdollista. Huomionarvoista on, että työssä esitellävän suojaustoteutuksen soveltuvuutta muihin käyttötarkoituksiin ja käyttökohteisiin tulee tarkastella tapauskohtaisesti. Tällöin tulee tarkastella erityisesti suojattavan kohteen asettamat vaatimukset sekä varmistua suojalaitteen fyysisten liityntöjen, toimintojen ja suorituskyvyn riittävydestä. Työn perusteella voidaan myös todeta, että suojaustoteutus on hankintakustannuksiltaan kalliimpi vaihtoehto kuin perinteinen usean suojalaitteen asematoteutus. Mikäli suojaustoteutuksen paremmuuden perusteena käytettäisiin kustannuksia, tulisi suojaustoteutukseksi valita kokonaiskustannuksiltaan edullisin vaihtoehto. Tämä edellyttäisi sähköaseman elinkaarikustannusten tarkkaa määrittelyä. Keskitetyn suojauksen taloudelliset hyödyt voidaan määrittää vasta usean toteutuskerran jälkeen tätä työtä täsmällisemmin.

## ABSTRACT

**SAMI LEHTIMÄKI:** Protection of multiple bays with one IED in a wind power plant substation

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 84 pages, 16 Appendix pages

March 2017

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Power Systems and Market

Examiner: Professor Pertti Järventausta

**Keywords:** IED, protection relay, centralized protection and control, substation, wind power

The main purpose of power system relay protection is to detect faults and disconnect the faulted part of the network. Traditionally, substation bays are protected by several protection relays/IEDs, so there are one or more IEDs in every protected bay. The purpose of this thesis is to find out whether it is possible to protect multiple bays with one Intelligent Electronic Device. The idea of centralized protection and more versatile utilization of a modern IED within Empower PN Oy as a result of optimization and development of the company's substation design and delivery process. The main idea was to reduce the number of fault-prone devices at small wind power plant substations and to simplify the structure of the protection system.

In order to achieve the purpose of this study, a centralized single IED protection system was designed and implemented to one wind power plant substation contracted by Empower PN Oy. The theory section of this study introduces substations in more detail and relay protection from a wind power plant point of view. The empirical section outlines the actual implementation. In the empirical part, the protected network, the procurement process, features and functions of the selected IED, the protection system and the configuration process of the device are described. IEDs that were used in this study were selected from commercially available alternatives.

The most notable achievement of this master's thesis is a working real-life implementation. Protection of multiple bays with one IED is possible. It is noteworthy that this centralized protection solution's suitability for different substations and requirements should be examined case by case. In particular, attention should be paid to the protected grid section's properties and the IED's physical interfaces, available functions and processor performance. It can also be noted that the purchase cost of the protection system described in this study is higher than the purchase cost of a conventional implementation. If the price would impose the superiority of implementation, then substation life cycle costs should be calculated and the most cost efficient option should be selected. After a few more implementations, the economic benefits of a centralized protection solution could be determined more accurately than in this study.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Empower PN Oy:n sähköasemat-yksikölle. Työni ohjaajana toimi diplomi-insinööri Petri Koski Empower PN Oy:stä ja tarkastajana professori Pertti Järventausta Tampereen teknillisen yliopiston sähköenergiatekniikan laitokselta.

Haluan kiittää työni tarkastamisesta professori Pertti Järventaustaa sekä erityisesti työni ohjaajaa Petri Koskea asiantuntevista neuvoista, kommenteista ja keskusteluista työn tekemisen aikana. Kiitos myös Empower PN Oy:lle diplomityön tekemisen mahdollisuudesta ja mielenkiintoisesta aiheesta. Lisäksi kiitos kaikille työkavereille, jotka ovat olleet mukana työn eri vaiheissa.

Erityisesti haluan kiittää aviopuolisoani, perhettäni ja ystäviäni koko opiskeluni aikana saamasta tuesta ja kannustuksesta.

Porissa, 21.2.2017

Sami Lehtimäki

# SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO .....	1
1.1	Työn tausta .....	1
1.2	Työn tavoitteet ja rajaukset .....	2
1.3	Diplomityön rakenne .....	2
2.	SÄHKÖASEMAT .....	3
2.1	Sähköasemien perusratkaisut .....	3
2.2	Kokoojakiskojärjestelmät .....	5
2.3	Tuulivoimalaitoksen liittäminen sähköverkkoon .....	7
3.	SÄHKÖVERKON SUOJAUS .....	9
3.1	Sähköverkon relesuojaus .....	9
3.1.1	Relesuojauksen toimintavaatimukset .....	10
3.1.2	Suojareleen toimintaperiaate .....	10
3.1.3	Pääsuojaus ja varasuojaus .....	11
3.2	Suojareleiden kehityskaari .....	12
3.3	Tuulivoimalaitoksen liityntäsähköaseman suojareleet .....	13
3.3.1	Virtareleet .....	13
3.3.2	Differentiaalireleet .....	14
3.3.3	Muut käytetyt sähköiset releet .....	14
4.	SÄHKÖASEMAN SUOJAUSARKKITEHTUURI .....	16
4.1	Mittamuuntajat .....	16
4.1.1	Virtamuuntaja .....	17
4.1.2	Jännitemuuntaja .....	18
4.2	Sensorit .....	19
4.3	Asema-automaatio .....	20
4.4	Asemaväylä .....	21
4.5	Prosessiväylä .....	22
5.	TUULIVOIMALAITOKSEN SÄHKÖASEMAN SUOJAUSPERIAATTEET SUOMESSA .....	24
5.1	Suojauksen suunnittelua ohjaavat tekijät .....	24
5.2	110/20 kV muuntajan suojaus .....	25
5.3	20 kV kiskon suojaus .....	25
5.4	20 kV johtolähdön suojaus .....	26
6.	KOHTIEN JA SUOJALAITTEEN MÄÄRITTELY .....	27
6.1	Lähtötilanne .....	27
6.2	Suojattavan verkon rakenne .....	28
6.2.1	110 kV järjestelmä .....	28
6.2.2	20 kV järjestelmä .....	30
6.3	Laitehankinta .....	32
6.3.1	Ominaisuuksien määrittely .....	32

6.3.2	Laitevalinta.....	34
6.3.3	Valittu kokoonpano.....	37
6.3.4	Valitut toiminnot.....	38
7.	JÄRJESTELMÄN TOTEUTUS .....	40
7.1	Suojausjärjestelmän rakenne .....	40
7.1.1	110 kV:n suojaus.....	42
7.1.2	20 kV:n suojaus.....	44
7.1.3	Kytkinlaitteiden ohjaukset .....	45
7.1.4	Jännitteensäätö .....	47
7.1.5	Mittaukset.....	49
7.1.6	Hälytykset ja merkinannot .....	50
7.1.7	Tietoliikenne ja kaukokäyttö.....	51
7.2	Suojalaitteiden konfigurointi.....	53
7.2.1	Konfigurointiohjelmisto.....	54
7.2.2	Konfiguraatio .....	54
7.2.3	Konfigurointi.....	56
7.2.4	Suojausasettelut.....	62
7.3	Haasteet projektin aikana .....	63
7.3.1	Laitteen suorituskyky.....	63
7.3.2	Käämikytkimen asentotieto.....	67
8.	TOTEUTUKSEN ARVIOINTI .....	72
8.1	Hankintakustannusten tarkastelu .....	72
8.1.1	Suojalaitteet.....	73
8.1.2	20 kV kojeisto .....	74
8.1.3	Toisiokaapelointi.....	74
8.1.4	Relekaapit.....	75
8.1.5	Kustannustarkastelun yhteenveto.....	75
8.2	Käytännön kokemukset .....	76
8.2.1	Toiminnalliset hyödyt .....	76
8.2.2	Toiminnalliset haitat ja rajoitteet .....	77
9.	JOHTOPÄÄTÖKSET .....	79
	LÄHTEET.....	81
	LIITELUETTELO .....	84

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

ALE	Alueverkon liittymisehdot
BCD	engl. Binary Coded Decimal, BCD-koodi
BI	engl. Binary Input, sisäänmeno
BO	engl. Binary Output, ulostulo
CFC	engl. Continous Function Chart, DIGSI-ohjelman graafinen logiikkaeditori
CT	engl. Current Transformer, virtamuuntaja
FG	engl. Function Group, toimilohko
HMI	engl. Human Machine Interface, paikallisvalvontapiste
HSR	engl. High-availability Seamless Redundancy, tiedonsiirtoprotokolla
IEC	engl. International Electrotechnical Commission, kansainvälinen sähköalan standardointiorganisaatio
IED	engl. Intelligent Electronic Device, älykäs toimilaite
IF	engl. Interface, rajapinta
IP	engl. Internet Protocol
LVIS-järjestelmä	Lämpö, vesi, ilmanvaihto ja sähkö -järjestelmä
MU	engl. Merging Unit, liittymisyksikkö
NCIT	engl. Non-Conventional Instrument Transformer, käämitön mittamuuntaja, esimerkiksi sensori
PRP	engl. Parallel Redundancy Protocol, tiedonsiirtoprotokolla
RSTP	engl. Rapid Spanning Tree Protocol, tiedonsiirtoprotokolla
RTU	engl. Remote Terminal Unit, kaukokäytön ala-asema
SCADA	engl. Supervisory Control and Data Acquisition -system, käytönvalvontajärjestelmä
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset
VT	engl. Voltage Transformer, jännitemuuntaja
YLE	Yleiset liittymisehdot

# 1. JOHDANTO

Sähkövoimajärjestelmän tarkoituksena on toimittaa tuotettu energia kuluttajille luotettavasti ja taloudellisesti [2, s. 7]. Sähköasemat toimivat sähkövoimajärjestelmän solmu-kohtina. Luotettavan ja turvallisen toiminnan varmistamiseksi sähköasemat varustetaan erillisellä suojausjärjestelmällä. Suojauksen tehtävänä on taata keskeytymätön sähkön-syöttö, minimoida vioista aiheutuvat vahingot ja korjauskustannukset sekä varmistaa henkilöturvallisuus. Suojaustoiminnot ovat välttämättömiä vikojen nopeaan havaitsemi-seen ja paikantamiseen sekä vikaantuneiden laitteiden nopeaan irtikytkentään verkosta. [10] Sähköaseman suojausjärjestelmän komponentteja ovat suojareleet, mittamuuntajat, johdotukset, laukaisupiirit, teholähteet sekä mahdollinen tiedonsiirtojärjestelmä ja jäl-leenkytkentäautomaatiikka [7 s. 335].

Siirtoverkon sähköasemilla yhden kentän suojaus toteutetaan tyypillisesti redundantti-sena käyttäen joko kahta toimintaperiaatteiltaan samanlaista, mutta eri laitevalmistajan, suojarelettä tai toimintaperiaatteeltaan kahta erilaista suojarelettä. Lisäksi sähköaseman ohjaukset, mittaukset ja valvonta ovat toteutettu fyysisesti eri laitteella tai laitteilla. Ja-keluverkon sähköasemilla kaikkien edellä mainittujen toimintojen toteutus samalla lait-teella on yleinen ratkaisu. Perinteisesti jokaisella suojattavalla kentällä on vähintään yksi tai useampi suojarele. Tuulivoimalaitosten liityntäsähköasemien suojaustoteutukset mukailevat jakeluverkkojen sähköasematoteutuksia.

## 1.1 Työn tausta

Empower PN Oy:llä on kokemusta useiden tuulivoimalaitoshankkeiden sähköasemato-teutuksista ja suojaussuunnittelusta. Suojauksen näkökulmasta hankkeet ovat sisältä-neen suojauksen suunnittelun, suojausasetteluiden määrittämisen, laitteiden valinnan, hankinnan, asennuksen ja käyttöönoton. Suojalaitteiden valinta ja toisiojärjestelmien suunnittelu pohjautuvat pitkälti aikaisempiin toteutuksiin ja hyväksi havaittuihin käy-täntöihin. Uusia suojalaittevalmistajia tai suojalaitetyyppejä kokeillaan usein vasta hy-vien referenssien ja kokemusten perusteella. Tuttujen laitevalintojen ja toimintatapojen avulla säästetään ylimääräistä aikaa ja vaivaa suunnittelussa, konfiguroinnissa ja koestuksessa.

Nykyaikaisten, modulaaristen mikroprosessoripohjaisten suojalaitteiden kasvanut las-kentateho sekä lisääntyneet ja monipuolistuneet toiminnot ovat herättäneet Empower PN Oy:ssä ajatuksia suorituskyvyn tehokkaammasta hyödyntämisestä ja usean kytkin-laitoskentän suojaamisesta fyysisesti samalla suojalaitteella. Keskitetyn suojausratkai-



sun taustalla ovat yrityksen sisäinen sähköasematoimitusten kehitystyö ja sähköasemasuunnittelun optimointi.

## 1.2 Työn tavoitteet ja rajaukset

Diplomityön tavoitteena oli selvittää 110 kV voimajohtoliityntäisen tuulivoimalaitoksen liityntäsähköaseman usean kentän suojauksen toteuttamiskelpoisuus yhdellä suojalaitteella. Tavoitteen saavuttamiseksi suojalaite ja suojaustoteutus määriteltiin todelliseen toimitusprojektiin, joten suojausjärjestelmä perustuu kaupallisesti saatavilla oleviin IED-laitteisiin (Intelligent Electronic Device), perinteisiin mittamuuntajiin sekä suojalaitteiden ja primääriprosessin välisen tiedonvaihdon toteuttamiseen sähköisillä piireillä. Näin ollen jakeluverkkojen sähköasemille kehitetyt IEC 61850 -prosessiväylää hyödyntävät keskitetyn suojauksen ja ohjauksen asematietokoneratkaisut ovat rajattu työn ulkopuolelle. Työssä esiteltävän suojausratkaisun arviointi perustuu työn pohjalta toteutetun järjestelmän kustannustarkasteluihin sekä projektista saatujen kokemusten tarkasteluun.

## 1.3 Diplomityön rakenne

Aihepiiriin tutustumiseksi luvussa 2 esitellään sähköaseman erilaisia perusratkaisuita, kokoojakiskojärjestelmiä sekä esitellään tuulivoimalaitoksen liittämisen vaihtoehdot sähköverkkoon. Luvussa 3 esitellään sähköverkon suojausta, suojaareleita, releiden kehitystä sekä tuulivoimalaitoksen liityntäsähköasemalla käytettyjä suojaareleita. Neljännessä luvussa kuvataan sähköaseman suojausarkkitehtuuria, esitellään mittamuuntajat, asema-automaation merkitys sekä sähköaseman sisäisessä tietoliikenteessä käytetyt tietoliikeneratkaisut. Viidennessä luvussa tarkastellaan tuulivoimalaitoksen sähköaseman suojausperiaatteita Suomessa sekä suojauksen suunnittelua ohjaavia tekijöitä. Työn toteutuksen kannalta merkittävimmät luvut ovat kuusi ja seitsemän. Luvussa kuusi määritellään suojattavan verkon rakenne, määritellään kohteeseen soveltuvan suojalaitteen ominaisuudet, kuvataan suojalaitteen valinta ja esitellään valittu laite. Suojausjärjestelmän toteutus, suojalaitteen konfigurointi sekä konfiguroinnin aikaiset haasteet ovat esitetty luvussa seitsemän. Luvussa kahdeksan tarkastellaan suojaustoteutuksen kustannusvaihtokutsia sekä käytännön kokemuksia toteutuksen hyödyistä ja haitoista. Viimeisessä luvussa on esitetty johtopäätökset.

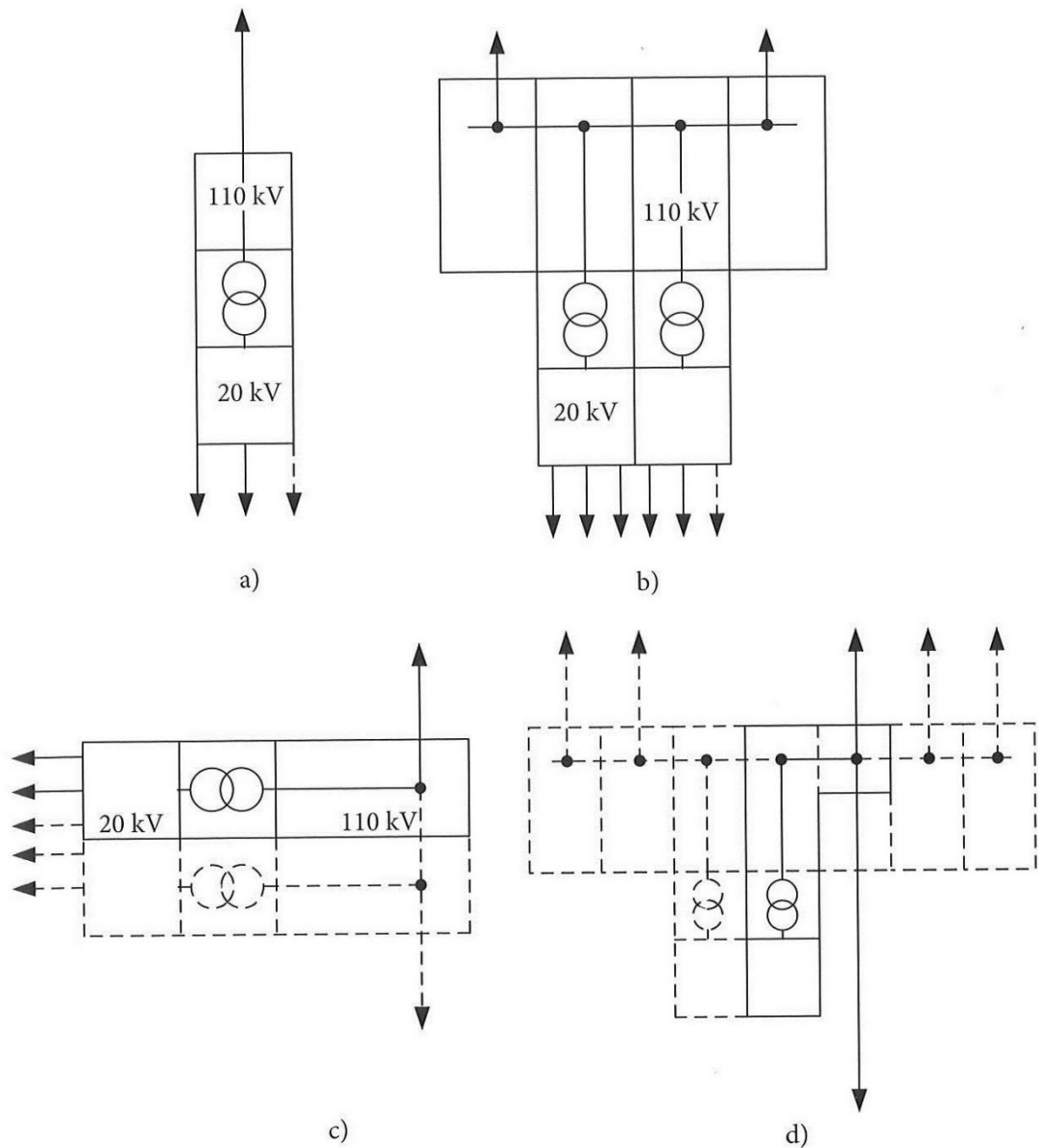
## 2. SÄHKÖASEMAT

Sähköasemat ovat sähköverkon solmukohtia, eli sellaisia siirto- tai jakeluverkon kohtia, joissa voidaan suorittaa kytkentöjä, muuntaa jänniteitä tai keskittää ja jakaa sähköenergian siirtoa eri johdoille [7, s. 76]. Tämän lisäksi sähköasemilla on merkittävä rooli myös verkon suojauksessa ja mittauksessa. Tehtävien hoitamiseksi sähköasemilla sijaitsee paljon kojeita ja laitteita, joista tärkeimpiä ovat muuntajat, katkaisijat, erottimet ja mittamuuntajat. Sähköasemilla sijaitsevat myös sähköverkon suojareleet tai suojalaitteet, jotka liittyvät sähköverkkoon erillisten mittamuuntajien tai sensorien kautta. Sähköverkon luotettavan toiminnan takaamiseksi sähkövoimajärjestelmä on suojattava eri vikatilanteiden varalta. Suojauksen toteuttamiseksi on oleellista tuntea suojattavan verkon topologia sekä sähköaseman rakenne. Sähköverkon suojalaitteita käsitellään tarkemmin luvussa 3. Tässä luvussa käydään läpi sähköasemien perusratkaisuja, erilaisia kiskojärjestelmiä ja kuvataan tuulivoimaloiden liittämistä sähköverkkoon. Luvussa ei keskitytä yksittäisen sähköaseman suunnitteluun vaikuttaviin tekijöihin.

### 2.1 Sähköasemien perusratkaisut

Sähköaseman rakenteeseen vaikuttaa ratkaisevasti aseman sijainti sekä tehtävä sähköverkossa. Tehtävä voi olla sähkön siirto ja jakaminen, voimalaitoksen liittäminen tai toimiminen verkoston kytkentä- tai muuntoasemana. Aseman rakenne riippuu laitoksen läpi siirrettävästä tehosta, liitettävien johtojen lukumäärästä ja verkosta, johon asema liitetään. [7, s. 96–97] Sähköasemien tilantarve yleensä kasvaa jännitteiden kasvaessa.

Sähköasemilla on useita jännitetasoja, jotka ovat yhteydessä toisiinsa muuntajien ja kiskojärjestelmien (alaluku 2.2) välityksellä. Tässä työssä keskitytään tuulivoimalaitoksen liityntäsähköasemaan, tarkemmin sanottuna 110/20 kV:n johdonvariasemaan. Yhden muuntajan yksinkertaisilla johdonvariasemilla voidaan käyttää kiskottomia järjestelmiä, joissa voimajohto toimii kokoojakiskona [7, s. 102]. Suomessa tuulivoimalaitoksen liityntäsähköaseman keskijännitepuoli on toteutettu tyypillisesti yksikiskojärjestelmänä ja suurjännitepuoli liittyy T-haarana 110 kV voimajohtoon (voimajohtoliityntä). 110 kV voimajohtoon liittyvien sähköasemien perusratkaisuja on esitetty kuvassa 1.



**Kuva 1.** 110 kV johtoon liittyvien sähköasemien perusratkaisuja [7, s. 99].

Kuvan 1 a-kohta esittää päätepiesteasemaa, jonka tilantarve on pieni ja kytkentä yksinkertainen. Tässä ratkaisussa erillistä kokoojakiskoa ei tarvita ja asema on tarvittaessa muutettavissa pienin muutoksin b-kohdan mukaiseksi kokoojakiskotyyppiseksi laitokseksi. Kuvan 1 kohdat c ja d kuvaavat johdonvariasemia, missä katkoviivat kuvaavat aseman laajennettavuutta. Johdonvariasemalla voidaan säästää rakennekustannuksissa käyttämällä johtoa kokoojakiskona ja sijoittamalla asema poikittain johtoon nähden (Kuva 1 c). Jos asema liittyy useaan johtoon (solmupisteasema, Kuva 1 d), niin asema rakennetaan kokoojakiskolaitokseksi. [7, s. 98]

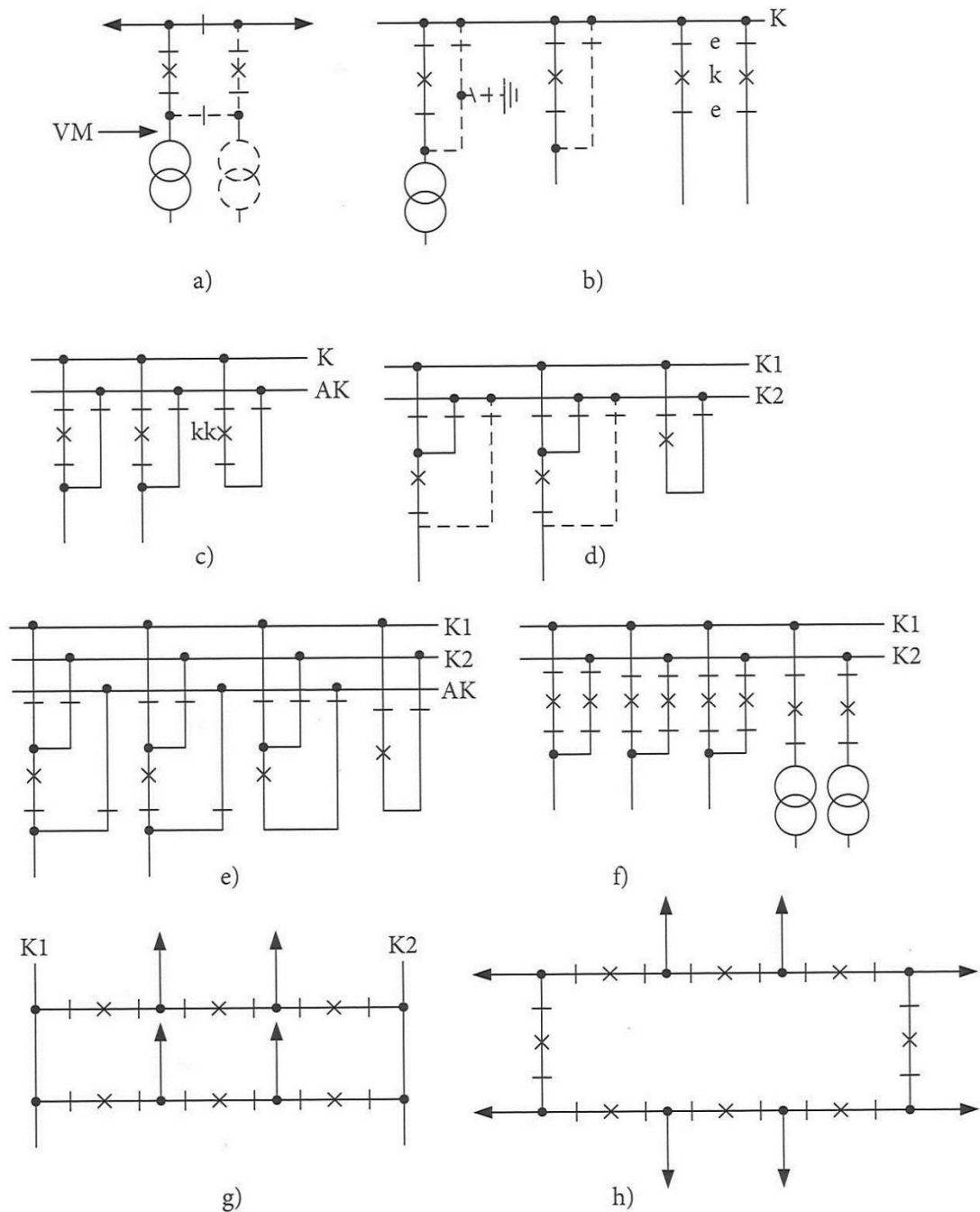
## 2.2 Kokoojakiskojärjestelmät

Kokoojakiskojärjestelmiä on erilaisia ja sopivan kiskojärjestelmän valinta riippuu monista eri tekijöistä. Lähtökohtaisesti kokoojakiskon tehtävä on mahdollistaa erilaiset kytkentäratkaisut eri tehonsiirtotilanteiden edellyttämällä tavalla. Sähköaseman kokoojakiskon nimi määräytyy liittymistavan perusteella. Kokoojakiskoa kutsutaan pääkiskoksi, kun kiskoon liittyminen tapahtuu katkaisijalla ja apukiskoksi, kun liittyminen tapahtuu erottimella. [7, s. 102]

Sopivan kiskojärjestelmän valinta riippuu järjestelmälle asetetuista käytettävyyss- ja luotettavuusvaatimuksista. Laitoskomponenttien alhaisemmat vikatiheydet mahdollistavat yksinkertaisemman kiskojärjestelmän valinnan. [7, s. 107] Kiskojärjestelmän valinta riippuu monista tekijöistä, ja valittu järjestelmä vaikuttaa esimerkiksi laitoksen käyttövarmuuteen, kustannuksiin ja suojauksen suunnitteluun. Kiskojärjestelmää valittaessa on huomioitava muun muassa:

1. kytkinlaitokseen heti ja myöhemmin liitettävät johdot ja muuntajat
2. mahdollisuus tehdä laitoksessa normaaleja ja poikkeuksellisia kytkentöjä
3. tarve ja mahdollisuus huolto- sekä korjaustöihin
4. kuormitusten ryhmittelymahdollisuus
5. laitoksen luotettavuus ja käytettävyys
6. yksinkertaisuus
7. kiskovian haitallisuus
8. rakenteellinen toteutus, tilantarve ja kustannukset [7, s. 102].

Kiskojärjestelmän monimutkaisuus on suoraan verrannollinen järjestelmän investointikustannuksiin. Kiskojen ja kytkinlaitteiden määrän lisääntyessä kiskojärjestelmät monimutkaistuvat, monipuolistuvat ja mahdollistavat enemmän käytönaikaista joustavuutta. Joustavuus tarkoittaa esimerkiksi käytönaikaisia kytkentöjä, kuormitusten ryhmittelyä ja kiskoston huoltomahdollisuutta ilman käyttökeskeytyksiä. [7, s. 102] Erilaisia kiskojärjestelmiä on esitetty kuvassa 2.



**Kuva 2.** Erilaiset kiskojärjestelmät [7, s. 102].

*Kiskoton järjestelmä* (kuva 2a) on yleinen ratkaisu yksinkertaisilla pääte- tai johdonvariasemilla, esimerkiksi tuulivoimalaitoksen liityntäsähköasemilla. Tässä järjestelmässä katkaisijan ohikytkentä ei ole mahdollista ja johtoterottimien huollot vaativat käyttökeskeytyksen. Perusominaisuuksiltaan lähes vastaava järjestelmä on *yksikiskojärjestelmä* (Kuva 2 b). Kisko on tarvittaessa mahdollista jakaa useampaan osaan pitkittäisellä katkaisijalla tai erottimella. Kuormitusten ryhmittelyyn ja huoltotöiden tekemiseen on rajoittavat mahdollisuudet, joten kytkinlaitteiden huoltaminen vaatii korjausajan pituisen käyttökeskeytyksen. Etuna on järjestelmän edullisuus ja yksinkertainen rakenne. [7, s. 102]

*Kisko-apukiskojärjestelmässä* (kuva 2c) kiskot voidaan yhdistää *kiskokatkaisijalla* (kuva 2c), jolla voidaan korvata pääkiskon katkaisija esimerkiksi huollon ajaksi. Kiskoston huoltotyöt ja laitoksen muutostyöt helpottuvat ja ohikytkenän aikana järjestelmän suojaus säilyy selektiivisenä. Järjestelmä on yksikiskojärjestelmää käyttövarmempi. [7, s. 103]

*Kaksoiskiskojärjestelmä* (kuva 2d) ja *kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä* (kuva 2e) mahdollistavat monipuolisen johtojen ja muuntajien ryhmittelyn ja ryhmittelyiden muuttamisen käytön aikana. Käyttö voidaan jakaa pysyvästi tai tilapäisesti eri ryhmiin. Kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä tarjoaa vielä monipuolisempia kytkentävaihtoehtoja ja kaksoiskisko-apukiskojärjestelmässä kiskoista jopa kaksi voidaan tehdä samanaikaisesti jännitteettömäksi. [7, s. 103–105]

*Kaksikatkaisija- eli duplex-järjestelmä* (kuva 2f) on vaihtoehtoinen ratkaisu kaksoiskisko-apukiskojärjestelmälle. Etuina ovat muun muassa käytön ja huoltojärjestelyjen yksinkertaisuus ja selväpiirteisyys, käyttövarmuus, laajennettavuus ja relesuojauksen yksinkertaistuminen, koska apukiskoa ja kiskokatkaisijaa ei tarvita. Järjestelmä on kuitenkin kallis, ja 110 kV ja suuremmilla jännitteillä katkaisijoita ja mittamuuntajia tarvitaan noin kaksinkertainen määrä kisko-apukiskojärjestelmään verrattuna. Järjestelmän kustannuksia voidaan kuitenkin optimoida esimerkiksi erottimien ja mittamuuntajien määrää vähentämällä tai käyttämällä erottavia katkaisijoita. [7, s. 105–106]

*1½-katkaisija- tai rengaskiskojärjestelmää* (kuvat 2g–h) voidaan käyttää duplex-järjestelmän sijasta, kun halutaan vähentää katkaisijoiden määrää vaarantamatta suojauksen selektiivistä toimintaa. Molempien järjestelmien haittapuolena on, että kojeiden mitoitus on valittava yleensä normaalia suuremmaksi. Rengaskiskojärjestelmiä ei ole Suomessa viime aikoina rakennettu ja 1½-katkaisijajärjestelmä ei Suomessa käytetä lainkaan. Lisäksi järjestelmiä on taloudellista rakentaa vain jännitealueelle  $U_m \geq 245$  kV. [7, s. 107]

Kiskojärjestelmiä on käytettävyyss- ja luotettavuusvaatimusten perusteella eri käyttötarpeisiin ja järjestelmän valinta riippuu näiden lisäksi myös kustannuksista. Pienen johdonvarsiaseman tapauksessa kiskojärjestelmä on yleensä yksinkertainen ja tässä työssä keskitytään yhden muuntajan kautta verkkoon liitettyyn 110/20 kV:n johdonvarsiasemaan, jossa ylä- ja alajännitepuolella on käytössä yksikiskojärjestelmä.

## 2.3 Tuulivoimalaitoksen liittäminen sähköverkkoon

Usean tuulivoimalan voimalaitokset liitetään yleensä 110, 220 tai 400 kV verkkoon johdun voimaloiden suuresta tuotantotehosta. Liittyminen voidaan tehdä joko 110, 220 tai 400 kV kytkinlaitosliityntänä tai 110 kV voimajohtoliityntänä. Suomessa kantaverkon voimajohdot ovat pitkiä ja kytkinasemat ovat harvassa, joten liittyminen 110 kV voimajohtoon voidaan sallia, kun otetaan huomioon voimajohdon käytettävissä oleva siirtoka-

pasiteetti ja muut tekniset ehdot. Tässä diplomityössä keskitytään ilmaeristeisen 110 kV voimajohtoon liittyvän tuulivoimalaitoksen sähköaseman tarkasteluun.

Voimajohtoliitynnällä tarkoitetaan kiinteästi tai kytkinlaitteella voimajohtoon liittyvää haarajohtoa tai sähköasemaa. Voimajohtoon liitettävän muuntajan suurin sallittu yksikkö on 25 MVA, ja samaan liityntään voidaan kytkeä enintään kaksi muuntajaa siten, että muuntajien välinen keskijänniteverkko ei ole rinnankytketty. Voimajohtoon voidaan liittää alle 5 MVA voimalaitos tai enintään 25 MVA voimalaitos, jos voimalaitoksen syöttämä oikosulkuvirta on rajoitettu enintään 1,2-kertaiseksi laitoksen nimellisvirrasta. Alle 250 MVA voimalaitokset voidaan liittää 110 kV:n kytkinlaitokseen tai edellä mainituin ehdoin voimajohtoon. Liitettävän tehon ollessa yli 250 MVA liitetään voimalaitos 400 kV kytkinlaitokseen. [18]

Suomessa 110 kV:n sähköverkko voi olla joko kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n omistuksessa tai paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden omistuksessa. Kantaverkkoon liittymistä säätelee Fingrid Oyj ja suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittymistä säätelevät jakeluverkkoyhtiöt, jotka mukailevat liityntäehdoissaan Fingrid Oyj:n ehtoja ja/tai Energiategollisuus ry:n suosittelemia alueverkon liittymisehtoja (ALE 2006). Liittyvän tuotantolaitoksen tulee täyttää liittymisehdot ja voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV2013). Liittymisehdoilla varmistetaan liitettävien verkkojen tekninen yhteensopivuus ja määritellään liityntää koskevat oikeudet, vastuut ja velvollisuudet. [18]

Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset tulee täyttää, jos voimajärjestelmään kytketään nimellisteholtaan yli 0,5 MVA voimalaitos. Vaatimuksilla varmistetaan, että voimalaitos kestää voimajärjestelmän aiheuttamat jännite- ja taajuusvaihtelut, voimalaitos ei aiheuta häiriöitä voimajärjestelmässä, voimalaitos toimii eri käyttötilanteissa luotettavasti ja verkkoyhtiöillä on käytössään tarvittavat tiedot voimalaitoksista. Vaatimusten täyttyminen ja niiden todentaminen ovat liittyvän asiakkaan vastuulla. Yleisiä liittymisehtoja ja verkon järjestelmäteknisiä vaatimuksia ei käsitellä työssä tämän syvällisemmin. [18]

### 3. SÄHKÖVERKON SUOJAUS

Sähköenergia sekä sen häiriötön ja jatkuva saatavuus vuorokauden kaikkina aikoina on modernin nyky-yhteiskunnan perusta. Sähkönkäyttäjälle sähkövoimajärjestelmä näytetään useimmiten häiriöttömänä ja käyttövarmana järjestelmänä, joka tarjoaa sähköenergiaa silloin, kun siihen on tarve. Käyttövarma ja luotettava sähkönjakelu vaativat paljon huolellista suunnittelutyötä, asennustyötä ja ennen kaikkea sähkövoimajärjestelmän komponenttien ja verkon eri osien välistä koordinaatiota. Hyvästä suunnittelusta huolimatta järjestelmä on jatkuvasti altis erilaisille häiriöille, luonnonilmiöiden aiheuttamille vioille, laitevioille tai inhimillisille tekijöille. [14, s. 1] Luvussa käydään läpi sähköverkon relesuojausta, suojareleiden toimintaa ja kehitystä sekä esitellään 110/20 kV tuulivoimalaitoksen liityntäasemilla yleisesti käytettyjä suojareleitä. Luvussa on tarkoitus keskittyä suojaukseen sähköjärjestelmän osana, joten releiden sisäiseen toimintaan ei puututa.

#### 3.1 Sähköverkon relesuojaus

Verkon suojauksesta huolehtii mittamuuntajien, suojareleiden ja katkaisijoiden muodostama kokonaisuus. Oikosulun ja maasulun aikaiset vikavirrät ja/tai jännitteet ovat usein suuria, joten vikaantunut verkon osa tulee erottaa nopeasti muusta järjestelmästä. Suojarele on laite, joka lähettää katkaisijalle käskyn laukaista vikaantunut verkon osa irti muusta järjestelmästä. Näin varmistetaan tehonsiirron jatkuminen verkon terveissä osissa ja estetään vian jatkumisesta mahdollisesti aiheutuvat seuraukset, joista pahin on laaja-alainen sähkönsyötön keskeytys. [7, s. 335][10]

Suojalaitteiden tehtävänä on suojata koko voimajärjestelmä ja taata keskeytymätön sähkönsyöttö. Suojaustoimenpiteiden varmistamiseksi eri laitteiden välinen yhteistoiminta on tärkeää. Tiedonsiirto sähköasemalla eri laitteiden välillä hoidetaan joko sähköisesti johtimilla tai valokuidulla, ja tarvittaessa tietoa siirretään tietoliikenneyhteyksillä myös eri sähköasemien suojareleiden välillä.

Säköturvallisuuslain toisen luvun viidennessä pykälässä sanotaan: ”Säkölaitteet ja -laitteistot on suunniteltava, rakennettava, valmistettava ja korjattava niin sekä niitä on huollettava ja käytettävä niin, että:

1. niistä ei aiheudu kenenkään hengelle, terveydelle tai omaisuudelle vaaraa;
2. niistä ei sähköisesti tai sähkömagneettisesti aiheudu kohtuutonta häiriötä; sekä
3. niiden toiminta ei häiriinny helposti sähköisesti tai sähkömagneettisesti [34].”



Jännitteen laatuvaatimukset ja taloudelliset tekijät edellyttävät verkon suojausta; näin vältetään myös muun muassa ihmisiin, eläimiin, omaisuuteen sekä verkon laitteisiin kohdistuvilta vahingoilta.

### 3.1.1 Relesuojauksen toimintavaatimukset

Alaluvussa 3.2 mainitut tehtävät täyttääkseen relesuojausjärjestelmän tulee olla selektiivinen, nopea, luotettava, herkkä ja järjestelmän tulee toimia myös poikkeuksellisissa käyttötilanteissa. *Selektiivisyys* tarkoittaa, että vain vikaantunut verkon osa kytkentään irti muusta järjestelmästä. Lisäksi selektiivisyys tarkoittaa sitä, että jokainen verkon osa on suojattu jollain suojareleellä. [2, s. 12][7, s. 343]

Releen *toimintanopeus* on tärkeä tekijä, jotta vikavirrasta aiheutuvat vahingot ihmisille ja laitteille voidaan minimoida. Toimintanopeudella on suurempi merkitys siirtoverkko-tasolla, jossa pitkä vika-aika saattaa vaarantaa verkon stabiiliuden. Suojauksen toimintanopeutta säätelämällä voidaan vaikuttaa myös suojauksen selektiiviseen toimintaan laukaisemalla suojareleestä katsottuna lähempänä olevat viat nopeammin kuin kaukana olevat viat. [2, s. 12][7, s. 343]

*Luotettava (reliability)* suojaus tarkoittaa kahta asiaa, joista ensimmäinen on suojauksen toimintavarmuus (*security of protection*) ja toinen on suojauksen käyttövarmuus (*dependability of protection*). Toimintavarmuus tarkoittaa sitä, että suojarele ei saa laukaista, jos releen toiminta-alueella ei ole vikaa. Käyttövarmuus taas tarkoittaa sitä, että suojarele laukaisee vian ollessa releen toiminta-alueella. Luotettavuuden lisäämiseksi jokainen verkon kohta kuuluu ainakin kahden eri releen suojausalueeseen, jolloin joku rele poistaa aina vian. [2, s. 11][7, s. 343]

Suojauksen *herkkyys* tarkoittaa sitä, että suojaus toimii myös käyttötilanteen muuttumisen seurauksena pienemmillä vikavirroilla. Hyvä suojausjärjestelmä kestää yhden verkkokomponentin irtikytkennän ilman asettelumuutoksia. Tämä edellyttää releiden asetteluiden määrittämistä siten, että releet laukaisevat halutuissa kytkentätilanteissa. [2, s. 13][7, s. 344]

### 3.1.2 Suojareleiden toimintaperiaate

Suojareleiden toiminta perustuu sähköverkosta mitattuihin suureisiin. Suojauksen tarkoitus on suuria mittaamalla havaita viat ja järjestelmän epänormaalit olosuhteet. Yleensä vikojen seurauksena virtojen ja jännitteiden suuruus verkossa muuttuu, mutta muutoksia voi esiintyä myös esimerkiksi virran ja jännitteen vaihekulmissa, harmonisissa komponenteissa, pätö- ja loistehossa ja järjestelmän taajuudessa. [14, s. 25] Suojareleet havahtuvat, toimivat ja palautuvat tarkkailemiensa suureiden muuttumisen perusteella [7, s. 344].

Tavallisesti rele voidaan suunnitella reagoimaan kaikkiin havaittavissa oleviin parametreihin tai ilmiöihin. Perimmäinen ongelma sähkövoimajärjestelmän suojaamisessa on määrittellä sellainen mitta, joka erottaa normaalin ja epänormaalin tilan toisistaan. Tässä asiayhteydessä normaali toimintatila tarkoittaa häiriön sijaitsemista releen suoja-alueen ulkopuolella. Toisin sanoen, vaikka rele näkee vian, tulee sen laukaista vain vian sijaitessa releen omalla suoja-alueella. Tämä ajattelutapa on toimintavarmojen suojausjärjestelmien suunnittelun perusta. [14, s. 25]

Rele pysyy normaalitilassa, kunnes releen tarkkailema suure ylittää tai alittaa asetellun toiminta-arvon. Kun aseteltu toiminta-arvo ylitetään tai alitetaan, rele *havahtuu* ja ollessaan havahtuneena tarpeeksi kauan rele lähettää laukaisukäskyn katkaisijalle, lähettää hälytyksen tai tekee kummatkin. Rele *palautuu*, kun mitattu suure poistuu toiminta-alueelta. Releen *toiminta-aika* on aika vian alkamisesta laukaisuun tai hälytykseen, ja toiminta-aikaa voidaan pidentää asettamalla releelle hidastus. Releen *palautumisaika* on aika mitattavan suureen pienenemisestä alle asetteluarvon releen palautumiseen saakka. [7, s. 344]

### 3.1.3 Pääsuojaus ja varasuojaus

Alaluvussa 3.1.1 käsiteltiin relesuojauksen toimintavaatimuksia ja suojauksen luotettavuutta. Relesuojauksen luotettavuudesta mainittiin, että jokaisen verkon kohdan tulisi kuulua vähintään kahden eri suojareleen suoja-alueeseen. Päällekkäisillä suoja-alueilla varaudutaan suojausjärjestelmän odottamattomiin virhetoimintoihin ja suojareleiden vikaantumisiin, joiden seurauksena vikaantuneen osan erottaminen verkosta saattaisi epäonnistua. Suojausjärjestelmän toiminnan varmistamiseksi relesuojaus toteutetaan joko kahdentamalla pääsuojaus tai käyttämällä varasuojausta. Pääsuojauksen tarkoituksena on toimia mahdollisimman nopeasti ja vian seurauksena erottaa vain vikaantunut osa verkosta tai rajoittaa vika-alue mahdollisimman pieneksi.

Kahdennetun relesuojauksen asettelut ja toiminta-ajat ovat identtiset. Mikäli pääsuojausta ei kahdenneta, suojataan verkon osat käyttämällä varasuojausta. Varasuojana voidaan käyttää esimerkiksi toisen suojareleen hidastettua porrasta, ja varasuojana toimiva suojarele voi sijaita fyysisesti joko samalla sähköasemalla pääsuojan kanssa tai toisella sähköasemalla. Sekä pääsuoja että varasuoja havaitsevat yhteisen suoja-alueen viat samanaikaisesti, mutta varasuojauksen toiminta-aika on pidempi kuin varsinaisen pääsuojauksen, jotta pääsuojaus ehtisi toimia ensin. Lisäksi varasuojan toiminnan seurauksena verkosta saatetaan kytkeä irti enemmän komponentteja kuin olisi vian poistamiseksi tarpeellista. Varasuojauksen voi toteuttaa nykyaikaisilla mikroprosessoripohjaisilla suojareleilla myös samalla laitteella kuin pääsuojauksen, mutta tällöin laitteen vikaantuessa sekä pääsuojauksen että varasuojauksen toiminta voi estyä. [2, s. 13][14, s. 11]

Keskijänniteverkoissa (20 kV), joissa vian laukaisuaika ei ole kriittinen tekijä järjestelmän stabiiliuden kannalta, varasuojaus on usein riittävä ratkaisu. 400 kV verkossa pitkä

vika-aika vaikuttaa verkon stabiiliuuteen, joten viat tulee laukaista nopeasti ja luotettavasti. 400 kV verkossa käytetään kahdennettua pääsuojausta. [2, s. 13][7, s. 337] Voimajohtoon liittyvien tuulivoimalaitosten sähköasemien suojarkeitä ei yleensä kahdenneta, vaan relesuojauksen toimintavaatimukset täytetään käyttämällä pääsuojauksen lisäksi varasuojausta. Tässä yhteydessä pääsuojan vikaantuminen saattaa aiheuttaa pahimmillaan tuotantokeskeytyksen ja tuulivoimalaitoksen omistajalle tuotannonmenetyksiä käyttökeskeytyksen ajalta.

### 3.2 Suojareleiden kehityskaari

Releet voidaan jakaa karkeasti *sähkömekaanisiin*, *staattisiin* eli *elektronisiin releisiin* ja *mikroprosessorireleisiin* [12, s. 96]. Sähkömekaaniset releet ovat releistä vanhimpia ja niiden toiminta perustuu liikkuviin osiin sekä virtojen ja magneettikenttien välisen vuorovaikutuksen aikaansaamaan liikkeeseen releessä. Releet ovat suurikokoisia ja vaativat säännöllistä koestamista releiden jäykistymisen estämiseksi. [7, s. 344] Sähkömekaanisia releitä käytettiin suojaustoteutuksissa, kunnes puolijohdekomponentteja hyödyntävät staattiset releet yleistyivät [12, s. 96].

Staattiset releet tulivat käyttöön 1960-luvulla, ja näiden etuna on muun muassa kevyempi rakenne sekä mekaanisten liikkuvien osien puuttuminen. Staattisia releitä on sekä analogisia että digitaalisia, ja releet koostuvat puolijohdekomponenteista ja mikropiireistä. Staattisilla releillä voidaan toteuttaa sähkömekaanisiin releisiin verrattuna vaativampia suojaustoimenpiteitä, mutta staattisten releiden haittapuolia ovat herkkyyys ylijännitteille, apuenergian jatkuva tarve sekä elektronisten osien vanheneminen. Verrattuna sähkömekaanisiin releisiin, staattiset releet paransivat herkkyyttä, toimintanopeutta ja luotettavuutta poistamalla kulumiselle, tärinälle, pölylle ja korroosiolle alttiit mekaaniset osat. [7, s. 344][12, s. 108]

*Mikroprosessorireleet* eli *digitaaliset releet* tulivat käyttöön 1980-luvun lopulla monipuolistaen staattisten releiden käyttömahdollisuudet. Digitaalisten releiden toiminta perustuu mitattujen suureiden muuntamiseen analogisesta signaalista digitaalseksi, ja näiden käsittelyyn releen prosessorin ja muistin avulla. Mikroprosessorireleisiin saa runsaasti asettelumahdollisuuksia, suojaustoimintoja ja lisäksi erikoistoimintoja, kuten vikapaikan laskennan tai häiriötallentimen. Releen sisäisten vikojen varalta releissä on myös itsevalvonta. Releen päätehtävä on kuitenkin havaita vika ja lähettää laukaisukäsky katkaisijoille, joten ylimääräisten toimintojen toteutus ei saa häiritä päätehtävän toteuttamista. [7, s. 345][12, s. 108–109]

Mikroprosessoripohjaiset suojareleet ovat jatkuvasti kehittyneet, monipuolistuneet ja niiden käyttö on laajentunut myös ohjaukseen ja tiedonsiirtoon. Releet sisältävät ohjelmoitavaa logiikkaa sekä parhaimmillaan mahdollisuuden toteuttaa suppea kaukokäytön ala-asema samalla laitteella. Relettä, joka sisältää edellä mainittuja ominaisuuksia voidaan kutsua myös nimellä IED (Intelligent Electronic Device). Tyypillisen IED:n toi-

minnot voidaan jaotella suojaukseen, ohjaukseen, valvontaan, mittaukseen ja tiedonsiirtoon. Eri laitevalmistajien tuotteiden välillä on eroja käyttötarkoituksesta riippuen, ja toiset laitteet saattavat olla monipuolisempia kuin toiset, mutta kaikissa IED-laitteissa on suojauksen ohella hyödynnettävissä myös muita mainittuja ominaisuuksia. [12, s. 126]

### 3.3 Tuulivoimalaitoksen liityntäsähköaseman suojareleet

Luvussa käydään läpi yleisesti 110/20 kV tuulivoimalaitoksen liityntäsähköasemalla käytettäviä suojareleitä, releiden toimintaperiaatteita sekä käyttökohteita. Tuulivoimalaitoksien sähköasemien suojausperiaatteisiin Suomessa palataan tarkemmin luvussa 5.

#### 3.3.1 Virtareleet

Virtareleet tai virtasuojat voidaan luokitella seuraavasti: *hetkellinen ylivirtasuoja*, *vakioaikaylivirtasuoja* tai *käänteisaikaylivirtasuoja* [22, s. 35]. Ylivirtasuoja toimii virran ylittäessä asetteluarvon ja soveltuu *säteisjohdon* suojaamiseen, jos syötettävällä johdolla esiintyvä pienin vikavirta on suurempi kuin suurin kuormitusvirta. [7, s. 346]

Ylivirtasuoja ei havaitse virran suuntaa, joten suuntaamattoman ylivirtasuojan soveltuvuutta esimerkiksi tuulivoimalaitoksen sähköverkon johtolähtöjen suojaksi pitää tarkastella tapauskohtaisesti. Mikäli tuulivoimalat syöttävät vikavirtaa, on terveen johtolähdön irti kytkeytyminen mahdollista viereisellä johtolähdöllä olevan vian seurauksena. Tällöin vian sijaitessa naapurilähdöllä saattaa terveen johtolähdön suojaus havahtua ja toimia, jos terveen lähdön syöttämä vikavirta on lähdön suojan virta-asettelua suurempi.

Hetkellinen ylivirtasuojaus toimii viiveettä ja hidastamalla toiminta-aikaa suoja muuttuu vakioaikaylivirtasuojaksi. Vakioaikaylivirtasuojan laukaisuaika on vakio ja riippumaton virran suuruudesta [22, s. 35]. Ylivirtasuojat siis havahtuvat mittausvirran ylittäessä asetteluarvon ja laukaisevat joko hidastamattomana tai hidastetusti. Vakioaikaylivirtasuoja soveltuu muun muassa säteisjohdon, muuntajan, reaktorin, kondensaattorin ja generaattorin suojaamiseen. Käänteisaikahidasteisen suojauksen toiminta-aika riippuu virran suuruudesta ja suoja laukaisee suurivirtaiset viat nopeammin kuin pienivirtaiset. [7, s. 346] Ylivirtasuojien asettelu vaatii suoja-alueella esiintyvän pienimmän ja suurimman mahdollisen oikosulkuvirran tuntemista. Hetkellistä ylivirtasuojasta ja vakioaikaylivirtasuojasta käytetään pääasiallisesti verkon oikosulkusuojaukseen. [22, s. 35]

Verkon maasulkusuojaukseen voidaan käyttää nollavirtasuojaa, joka on ylivirtasuoja ja mittaa nollavirtaa eli vaihevirtojen summavirtaa. Nollavirtasuojan toiminta perustuu vain virran suuruuteen, joten suojaus ei pysty laukaisun yhteydessä päättelemään, onko vika suojattavassa kohteessa vai ei. [7, s. 340–341] Ylivirtasuojaus voidaan toteuttaa myös suunnattuna, jolloin vikapaikan sijainti vaikuttaa siihen, toimiiko suojaustoiminto vai ei. Vian suunta saadaan selville virran ja jännitteen välisestä vaihekulmasta. Suun-

nattuja ylivirtasuojia käytetään silmukaverkkojen ylivirta- ja oikosulkusuojauksessa tai kohteissa, joissa säteittäisverkkoon on liitetty yksi tai useampia generaattoreita. Maasulkusuojauksen voi toteuttaa myös suunnatulla toiminnolla, jolloin suoja mittaa vikavirran lisäksi nollavirran ja nollajännitteen välistä vaihekulmaa. [7, s. 353][22, s. 36–40]

### 3.3.2 Differentiaalireleet

Differentiaalirele tai differentiaalisuoja on erovirtasuoja, jonka toiminta perustuu suojattavaan kohteeseen tulevien virtojen ja siitä lähtevien virtojen erotukseen. Suoja toimii, kun virtojen erotus on suurempi kuin suojaustoimintoon aseteltu arvo. [7, s. 354] Differentiaalisuojat muodostavat absoluuttisesti selektiivisen suojauksen, eli ne suojaavat vain niiden virtamuuntajien välisen alueen, joiden virtoja vertaillaan. Differentiaalisuojaus tarvitsee varasuojikseen muita suojia, eivätkä differentiaalisuojat voi vastaavasti toimia muiden suojien varasuojina. Kun suojausalueella ei ole vikaa, virta menee suojausalueen läpi ja virtojen summa on nolla. Kun suojausalueella on vika, kaikki virta ei mene alueen läpi, vaan alueen ulkopuolelta tulee vikavirtaa suojausalueelle. [7, s. 354–355][22, s. 46]

Differentiaalisuojilla voidaan suojata muuntajia, generaattoreita, johtoja ja kiskostoja [22, s. 46]. Differentiaalisuojan toiminta-aikaa ei hidasteta, ja toiminta-aika on noin 30 ms. Suojan toiminta on stabiloitu eli vakavoitu, joka tarkoittaa sitä, että kuormitusvirran kasvaessa myös differentiaalisuojan laukaisuun tarvittava erovirta kasvaa. Virtamuuntajien virheet ja käämikytkimen asennosta aiheutuvat virheet kasvavat kuormitusvirran kasvaessa, joten vakavoinnilla estetään virhelaukaisut suojausalueen lähellä olevissa vioissa. Differentiaalisuoja on muuntajan tärkein suoja, ja sitä käytetään myös yksinkertaisten kiskojärjestelmien suojaamiseen. [7, s. 355]

### 3.3.3 Muut käytetyt sähköiset releet

Tuulivoimalaitoksen liityntäsähköasemilla on käytössä myös jännitesuojia. Jännitesuojat voidaan jakaa yli- ja alijännitesuojiin, jotka toimivat, kun jännite ylittää tai alittaa asetellut arvot. Käytössä on myös jännitemuuntajien avokolmioon kytkettyjä nollajännitesuojia, joita käytetään maasulkusuojaukseen. [7, s. 360] Nollajännitesuojaa käytetään varasuojana tai kun virtaan perustuvaa maasulkusuojausta ei voi käyttää.

Taajuussuojat mittaavat vaihtojännitteen taajuutta ja toimivat taajuuden tullessa liian suureksi tai pieneksi. Taajuussuojan hidastamaton toiminta-aika on noin 100 ms; taajuussuojia käytetään tehonvajaussuojauksessa ja johdonvarsigeneraattoreiden irrottamiseen verkosta, jos tuotanto on liittynyt 110 kV voimajohtoon. Tuotannon liittyessä 110 kV voimajohtoon on vikaa seuraavan mahdollisen saarekekäytön estämiseksi tuotanto irrotettava eroonkytkentäsuojauksella muusta verkosta. Johdon varrelle liitetyn tuotannon yhteydessä käytetään ali- ja nollajännitesuojausta yhdessä taajuussuojauksen kanssa

irrottamaan tuotanto verkosta johdon pikajälleenkytkennän jännitteettömänä aikana. [7, s. 357, 377]

## 4. SÄHKÖASEMAN SUOJAUSARKKITEHTUURI

Mittamuuntajat ovat tärkeä osa suojajärjestelmää, koska ne toistavat suojauksen toiminnan kannalta välttämättömän mittaustiedon suojareleelle. Luvussa ei puututa erilaisiin mittamuuntajatyyppeihin, näiden rakenteisiin tai valintakriteereihin, vaan tarkastellaan mittamuuntajien merkitystä ja ominaisuuksia suojauksen näkökulmasta. Luvussa esitellään myös lyhyesti sensorit vaihtoehtoina perinteisille mittamuuntajille. Erilaiset sensoriteknologiat ja sensoreiden toimintaperiaatteiden syvällisempi tarkastelu on rajattu työn ulkopuolelle. Sähköaseman toimintojen, laitteiden ja liityntöjen ymmärtämiseksi luvussa esitellään yleinen kuvaus sähköasema-automaatiosta ja asema-automaation hierarkkisesta rakenteesta.

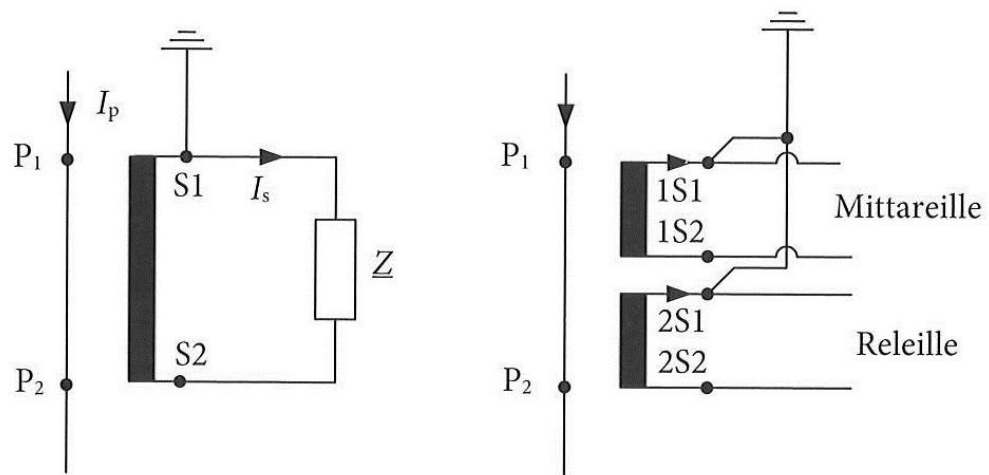
### 4.1 Mittamuuntajat

Suojaustoimenpiteitä varten releet vaativat jatkuvaa mittaustietoa verkon jännitteistä ja virroista. Mittamuuntajat ovat virran tai jännitteen mittaukseen tarkoitettuja erikoisrakenteisia muuntajia, joiden päätehtävä on muuttaa sähkövoimajärjestelmän suuret suoja- ja mittalaitteille sopiviksi. Lisäksi mittamuuntajat erottavat mittaussiirissä galvaanisesti suurjännitteisestä päävirtapiiristä ja mahdollistavat mitta- ja suojalaitteissa virta- ja jännitearvojen standardoimisen. Mittamuuntajat mahdollistavat samojen suojalaitteiden käyttämisen eri jännitetasoilla ja verkostomitoituksilla sekä mahdollistavat energiamittareiden ja releiden sijoittamisen etäälle varsinaisesta mittaustilasta. Mittamuuntajat voidaan jakaa suojaus- ja mittaustarkoituksiin valmistettuihin virta- ja jännitemuuntajiin. [11, s. 1]

Mittamuuntajia tarkasteltaessa voidaan käyttää tavallisille muuntajille sovellettua sijaiskytkentää. Sijaiskytkennöissä on huomioitava, että virtamuuntajan toisiokäämi on oikosuljettu ja jännitemuuntajan toisiokäämi on tyhjäkäynnissä. Ideaalisessa tilanteessa muuntajan impedanssit ovat nollija ja raudan permeanssi on ääretön. Todellisuudessa arvot eroavat ideaalitilan arvoista. [22, s. 85–86] Tyhjäkäyntivirta ja käämitysten hajaimpedanssit vääristävät mittaustulosta, joka näkyy mittamuuntajien virta-, jännite- ja kulmavirheinä. Normaalilla kuormitusalueellaan mittamuuntajien on kuitenkin toistettava mittaamansa jännite tai virta mahdollisimman virheettömästi, sillä vääristynyt mittainformaatio vaikuttaa suojausjärjestelmän toimintaan. [7, s. 198, 208]

### 4.1.1 Virtamuuntaja

Virtamuuntajan ensiökäämitys on sarjassa mitattavan johtimen kanssa ja virtamuuntajat voidaan jakaa käyttötarkoituksensa perusteella mittaustarkoituksiin valmistettuihin virtamuuntajiin ja suojaustarkoituksiin valmistettuihin virtamuuntajiin [7, s. 198–199]. Erilaisista käyttötarkoituksista johtuen virtamuuntajat eroavat sekä vaatimuksiltaan että mitoituksiltaan. Mittaus- ja suojaustarkoitusta varten ei tarvita fyysisesti erillisiä virtamuuntajia, vaan erilliset sydämet mittaus- ja suojaustarkoituksiin riittävät. Virtamuuntajan sydämet voivat olla fyysisesti samassa laitteessa, koska eri muuntajasydämet eivät häiritse toisiaan. Suojaussydämiä voi olla samassa virtamuuntajassa myös useampia. [7, s. 211][22, s. 101–102] Kuvassa 3 on esitetty esimerkki virtamuuntajien liitinmerkinnöistä ja erillisestä suojaus- ja mittasydäimestä.



**Kuva 3.** Esimerkkikuva virtamuuntajan liitinmerkinnöistä [7, s. 214].

Kuvan 3 kirjain P tarkoittaa ensiön napaa ja kirjain S tarkoittaa toisio napaa. Kuvan 3 oikea puoli kuvaa virtamuuntajaa, jossa on kaksi erillistä sydäntä. Alempi sydän on suojaussydän ja johdotettu suojareleelle; ylempi sydän on mittaussydän ja johdotettu energiamittarille. Kuvan 3 mukaisesti ensiövirta menee virtamuuntajan navasta  $P_1$  sisälle ja vastaava toisiovirta tulee navasta  $S_1$  ulos.

Normaalisti virtamuuntajan toisiojännite on alhainen (muutamien voltien suuruusluokkaa), mutta mikäli toisio avataan, kyllästyy sydän ensiövirran magnetoinnin vaikutuksesta ja jännite avoimissa toisioliittimissä tulee suureksi (useita kilovoltteja). Toisiokäämien potentiaalien nousu on vaaratekijä sekä laitteille että ihmisille. Tästä syystä verkkoon kytketyn virtamuuntajan toisiopiiriä ei saa koskaan avata. Toisiokäämien potentiaalien nousemisen hillitsemiseksi on toisiokäämit maadoitettava aina toisesta navasta, esimerkiksi navasta  $S_1$  tai  $S_2$ . [7, s. 214–215]

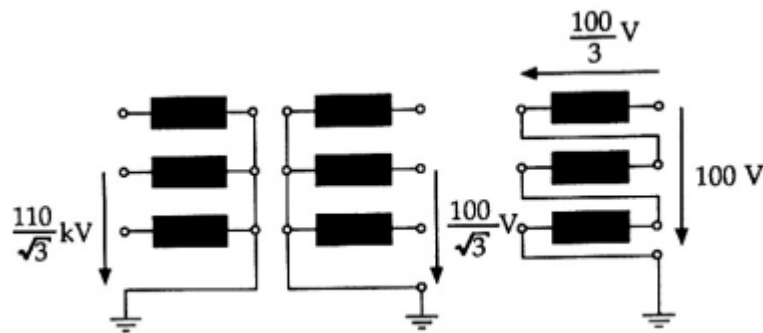
Suojauksen toiminnan kannalta merkittävin tekijä on virtamuuntajan toistokyky. Virtamuuntajat on mitoitettu toistamaan oikein 50 Hz taajuisia sinimuotoisia virtoja. [22, s.



105] Virtojen vaihtelu voi olla suurta ja vikavirrat voivat olla kuormitusvirtoihin nähden kymmenkertaisia. Yliaallot vääristävät mittausinformaatiota ja suojauksen toiminnan kannalta oleellista on, paljonko suojalaitteelle tarkoitettu informaatio vääristyy mittauksen yhteydessä. Tästä syystä virtamuuntajille asetetaan toistokykyvaatimuksia sekä jatkuvuustilan että transienttivaiheen eli tasakomponentin esiintymisvaiheen ajalle. Merkittävä mittausinformaatiota vääristävä tekijä on virtamuuntajien epälineaarinen magnetoimiskäyrä. Vääristymisen seurauksena suojaustoiminnot voivat viivästyä, epäonnistua tai aiheuttaa tarpeettomia laukaisuja. Virtamuuntajien sopiva mitoitus ja valinta tehdään mitattavan kohteen perusteella. Suojareleen ja virtamuuntajan yhteistoiminnan perustavoitteena on virtamuuntajan kyky toistaa sijoituspaikkansa suurimmat vikavirrat. [7, s. 207–208]

#### 4.1.2 Jännitemuuntaja

Jännitemuuntajat voidaan jakaa virtamuuntajien tavoin mittaukseen ja suojaukseen tarkoitettuihin jännitemuuntajiin. Jännitemuuntajissa on yksi sydän ja usein yhteinen toisiokäämi sekä mittaus- että suojaustarkoituksiin. Yhteinen toisiokäämi täyttää tällöin sekä mittaus- että suojausvaatimukset. Toisiokäämejä voi olla myös kaksi, jolloin käämi voi olla joko mittaus-, suoja- tai avokolmiokäämi, joista avokolmiokäämiä käytetään maasulkusuojaukseen. [22, s. 86–87] Kuvassa 4 on esitetty jännitemuuntaja, jossa on esitetty vaihekäämit sekä avokolmiokäämitys.



**Kuva 4.** Esimerkkikuva jännitemuuntajan toision vaihe- ja avokolmiokäämityksestä [22, s. 87].

Kuvassa 4 on esitetty kolmivaiheinen muuntajaryhmä, jossa muuntajat koostuvat kolmesta yksivaiheisesta jännitemuuntajasta. Kukaan muuntajista sisältää kolme käämiä siten, että kuvassa 4 samalla vaakatasolla olevat käämit ovat samalla sydämellä. Normaali jännite mitataan tähtikytketystä toisiosta (kuvassa 4 keskellä) ja nollapisteen jännite avokolmiioon kytketystä tertiäärikäämistä (kuvassa 4 oikealla). Myös jännitemuuntajien toisiopiirit maadoitetaan ja maadoituksella pyritään suojautumaan ensiö- ja toisiokäämitusten välisiltä eristysvioilta [7, s. 223].

Jännitemuuntajan mitoitusjännite valitaan verkon nimellisjännitteen mukaisesti. Jos ensiökäämi kytketään vaiheiden väliin, ilmoitetaan mitoitusjännite pääjännitteenä. Mikäli ensiökäämi kytketään vaiheen ja tähtipisteen (kuva 4) väliin tai tähtipisteen ja maan väliin, ilmoitetaan mitoitusjännite vaihejännitteenä. Toisiojännitteenä käytetään Suomessa yleisesti arvoa 100 V, jos ensiökäämi on kytketty kahden vaiheen väliin tai verkon tähtipisteen ja maan väliin. Toisiokäämille Suomessa suositeltu mitoitusjännite on  $100:\sqrt{3}$  V ja avokolmiokäämille 100:3 V (kuva 4), kun ensiökäämi on kytketty vaiheen ja maan väliin. [7, s. 217] Avokolmiosta mitattu jännite 100 V vastaa tällöin suoraa maasulkua, jossa tähtipisteen jännite on vaihejännitteen suuruinen.

Jännitemuuntajien tehtävänä on jännitteen syöttö energiamittareille ja suojareleille, jotka kytketään rinnan jännitemuuntajan toisioon [22, s. 87]. Kun jännitemuuntajan eri käämeillä on yhteinen sydän, vaikuttaa yhden käämin kuormitus myös muiden käämien mittausrvirheen suuruuteen. Jännitemuuntajan mitoitusvaikutukseen vaikuttavat muun muassa verkon maadoitustapa ja muuntajan ensiökäämin kytkentä. [7, s. 216, 220].

## 4.2 Sensorit

Konventionaalisten mittamuuntajien sijasta voimajärjestelmän suureiden mittaamiseen voidaan käyttää myös sensoreita tai yleisemmin NCIT-laitteilla (Non-conventional Instrument Transformer). Sensoreiden kehitystä ja käyttöönottoa on edesauttanut sensoreiden tuomat edut kustannussäästöissä, tilan säästöissä, turvallisuudessa ja paremmassa mittaustarkkuudessa. Sensorit voidaan jaotella optisiin ja ei-optisiin sensoreihin. Valinta käytettävien sensortechnologioiden välillä voi perustua sähköaseman tyyppiin (ilmaeristeinen tai kaasueristeinen sähköasema), jännitetasoon tai mittalaitteen tekniseen suori-tuskykyyn. [5]

Optiikkaan perustuvat sensorit perustuvat optisiin materiaaleihin ja optisessa mediassa kulkevan valon muuttumiseen sähkö- ja magneettikentän vaikutuksesta. Optisia sensoreita on sekä virtojen että jännitteiden mittaamiseen. Sensoreiden anturit valitaan sen mukaan, mittaavatko ne magneettikenttää (virtamittaus) vai sähkökenttää (jännitemittaus). Jännitemittauksessa voidaan hyödyntää Pockelsin ilmiötä ja virtamittauksessa Faradayn ilmiötä. Virta- ja jännitesensorit voidaan sisällyttää samaan rakenteeseen tilan säästämiseksi sähköasemalla. [2, s. 16–17][23]

Sensoreita, jotka eivät perustu optiikkaan, ovat esimerkiksi Rogowski-kela (virtamittaus) ja jännitteenjakaja (jännitemittaus). Edellä mainittujen sensoreiden rakenne perustuu ei-ferromagneettisten sydänmateriaalien käyttöön. Sensoreiden toiminta ei siten ole konventionaalisten mittamuuntajan tavoin riippuvainen sydänmateriaalin epälineaarisuudesta tai hystereesikäyrän leveydestä. [33] Rogowski-kelassa toisiokäämi kierretään renkaaksi ei-magneettisen sydämen (esimerkiksi ilma) ympärille ja käämin päiden välille induoitunut jännite on verrannollinen mitattavassa johtimessa kulkevan virran aika-derivaattaan. Johtimessa kulkeva virta saadaan integroimalla käämin päiden välille indi-

soitunut jännite. Sensorina käytetty jännitteenjakaja perustuu sovitettuun vastuspariin siten, että toisen vastuksen yli mitattu jännite on verrannollinen verkon jännitteeseen sovitusvastuksien impedanssien suhteessa. [32]

Sensoriteknologian kehittyessä ja toimialan siirtyessä käyttämään uutta teknologiaa, tarvitaan myös sähköasema-automaation osalta uusia ratkaisuita sensoreiden käyttöönottamiseksi ja hyödyntämiseksi. Seuraavissa alaluvuissa esitellään sähköaseman asema-automaation perinteinen toteutus sekä nykyaikainen, uusiin digitaalisiin väyläratkaisuihin perustuva toteutus. Uusi teknologia ja uudet digitaaliset väyläratkaisut mahdollistavat sensoriteknologian hyödyntämisen, ja ne muuttavat sähköasemien perinteiset suunnittelukäytännöt. Uusien teknologioiden käyttöönoton myötä sähkön siirto- ja jakelujärjestelmien suunnittelu painottuu yhä enemmän sähköasemien tietotekniikka- ja tietoliikennetekniikkasuunnitteluun. [31, s. 141–154]

### 4.3 Asema-automaatio

Verkon käyttö ja valvonta perustuvat kaukomittauksiin, kauko-ohjauksiin ja paikalliseen automaatioon. Käyttötoiminta on luonteeltaan prosessinhallintaa ja käyttötoiminnan tavoitteena on saada prosessi toimimaan mahdollisimman tehokkaasti ja turvallisesti. Sähköasemien käyttötoiminnassa hyödynnetään automaatiota, joka tarjoaa pääsyn voimajärjestelmään joko paikallisesti tai kaukokäyttöjärjestelmän kautta. Kaukokäyttö mahdollistaa järjestelmän tilan seurannan ja ohjauksen etänä verkkoyhtiöiden valvomosta. Tilan seuranta sisältää verkon suojaus- ja kytkinlaitteiden toiminnan sekä verkon kuormitustilan seurannan. Ohjaus tarkoittaa sähköaseman kytkinlaitteiden ohjausta joko kauko-ohjatusti valvomosta tai paikallisesti sähköasemalta. [19, s. 232–233]

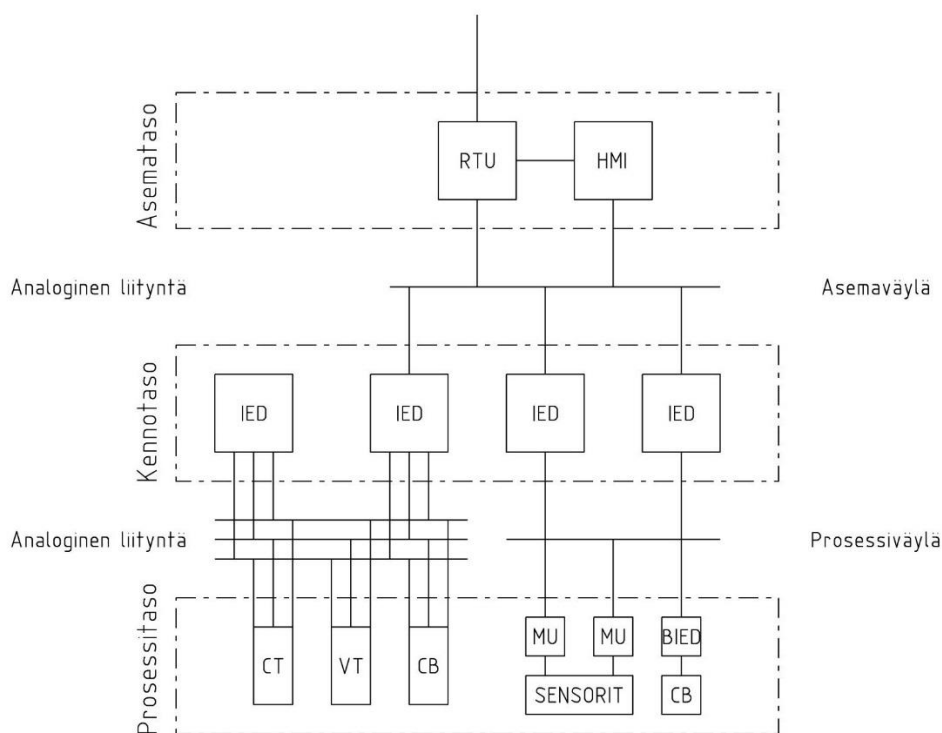
Koska verkon käytön tehtävänä on vastata energian siirtoprosessin hallinnasta, vaativat verkon käyttö ja valvonta sekä suojaustoiminnot reaaliaikaisen tiedon keräämistä voimajärjestelmästä ja komponenttien toiminnasta. Kerättävää tietoa on esimerkiksi verkon eri pisteiden jännitteet, johtojen virrat, tehot, kytkinlaitteiden asennot ja asentomuutokset. Toimintojen toteuttaminen vaatii myös tiedonsiirtotekniikoiden ja tiedonsiirtojärjestelmien käyttöä. Käyttötoimenpiteiden suorittamiseksi sekä tiedon keräämiseksi valvomoissa käytetään käytönvalvontajärjestelmää eli SCADA-järjestelmää (Supervisory Control and Data Acquisition -system). [7, s. 385–386]

Sähköasema-automaatio kattaa muun muassa suojareleiden toiminnan, virta- ja jännitemittaukset, kytkinlaitteiden ohjaukset ja automaattisen jännitteensäädön. Lisäksi sähköasema-automaatioon kuuluu myös kaukokäytön ala-asema eli RTU (Remote Terminal Unit). RTU on tiedonsiirtoyksikkö, jonka avulla sähköasema liittyy tiedonsiirtojärjestelmiin. [19, s. 233–234] Toisin sanoen kaikki sähköasemalta eteenpäin toimitettavat tiedot siirretään RTU:lle, joka huolehtii tiedon muuntamisesta oikeaan muotoon ja tiedon lähettämisestä eteenpäin. Sähköaseman automaatiojärjestelmä mahdollistaa paikall-

liset ja automaattiset toiminnot sekä toimii paikalliskäytön ja kaukokäytön rajapintana voimajärjestelmään.

## 4.4 Asemaväylä

Nykyaikaisen sähköaseman automaatiojärjestelmä perustuu mikroprosessoripohjaisiin laitteisiin ja tiedonsiirrossa on siirrytty laitteelta toiselle sähköisesti johdotetuista ratkaisuista digitaalisiin väyläteknikoihin. Sähköaseman sisäiseen tietoliikenteeseen on kehitetty IEC 61850 - Tietoliikenneverkot ja -järjestelmät sähköasemalla -standardi (Communication Networks and Systems In Substations). Standardi jakaa sähköaseman automaatiojärjestelmän kolmeen tasoon: *asemataso* (station level), *kenttätaso* (bay/unit level) ja *prosessitaso* (process level). Asemataso sisältää RTU:n eli kaukokäytön alaseman ja tarvittaessa erillisen HMI:n (Human Machine Interface) eli paikallisvalvontapisteen. [15, s. 10] HMI:n avulla voidaan valvoa järjestelmän tilaa tai esimerkiksi ohjata kytkinlaitteita. Pienemmillä sähköasemilla erillistä HMI:tä ei yleensä ole, vaan sähköaseman toimintoja ohjataan suoraan IED-laitteiden avulla, laitteiden hallintapainikkeita ja mimiikkaa käyttämällä. Kenttätaso sisältää toisiopiirin laitteita eli IED-laitteita ja prosessitaso sisältää ensiöpiirin laitteita eli kytkinlaitteita, mittamuuntajia ja/tai sensoreita [15, s. 10]. Standardin mukaiset tasot on esitetty kuvassa 5.



**Kuva 5.** Sähköaseman eri tasot ja tasojen väliset väyläratkaisut, perustuu lähteeseen [13, s. 2].

Kuvassa 5 esitetyt tasot on mahdollista yhdistää joko perinteisesti johdottamalla (analogialiityntä) tai IEC-61850 -standardin mukaisia digitaalisia tietoliikenneväyläratkaisuja

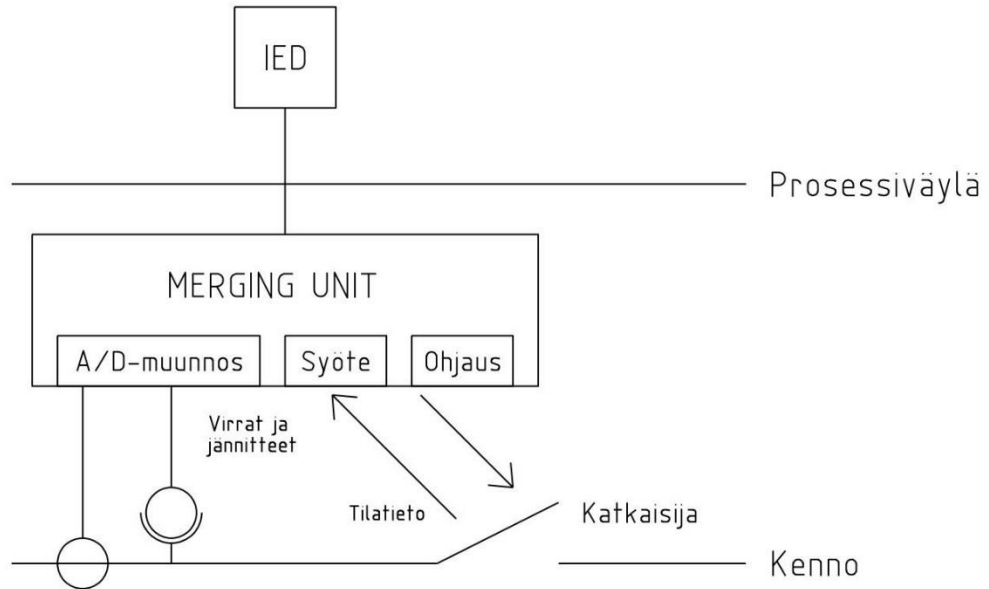
hyödyntämällä. Perinteisesti sähköasemien suunnittelussa eri tasojen rajapinnat on yhdistetty sähköisesti kuparijohtimilla. IEC 61850 -standardi mahdollistaa kuitenkin uudenlaisen lähestymistavan sähköasemien suunnittelussa ja standardi määrittelee kaksi väyläratkaisua kuvassa 5 esitettyjen tasojen yhdistämiseksi.

Asemaväylä kattaa viestinnän asematason sisällä, kenttätason sisällä ja tasojen välillä. Viestintä voi sisältää tiedonvaihtoa, suojaustietojen tai ohjaustietojen vaihtoa. Prosessiväylä kattaa viestinnän prosessitason ja kenttätason välillä. Viestintä voi sisältää virta- ja jännitemittauksia tai ohjaustiedon vaihtoa prosessitason eli ensiöpiirin laitteiden ja kenttätason eli toisiopiirin laitteiden välillä. [15, s. 10–11] Nykyään yleinen ratkaisu on, että prosessitaso liittyy kenttätasoon sähköisesti johdottamalla ja kenttätaso liittyy asematasoon IEC 61850 -standardin mukaisella asemaväylällä siirtomedian ollessa joko kuparikaapeli tai optinen kuitu [13, s. 3]. Tämän työn toteutuksessa aseman sisäisessä viestiliikenteessä käytetään IEC 61850 -standardin mukaista asemaväylää, mutta kenttätason ja prosessitason välinen tiedonvaihto toteutetaan perinteisesti sähköisesti johdottamalla.

## 4.5 Prosessiväylä

Sähköasema-automaation rajapinta kenttätason ja prosessitason välillä on toteutettu vielä yleisesti sähköisesti johdottamalla. Toteutustapa vaatii paljon kaapelointia kenttätason ja prosessitason laitteiden välille. IEC 61850 -standardi esittelee digitaaliseen väylätekniikkaan perustuvat rajapinnat, jotka mahdollistavat johdinmäärän vähenemisen ja helpottavat uusien laitteiden liittämistä järjestelmään. Standardin keskeisenä elementtinä on myös suojaus- ja ohjaustoimintojen hajauttamisen mahdollisuus sähköaseman eri IED-laitteille. Prosessitason ja kenttätason välinen tiedonsiirto voidaan toteuttaa standardissa määritellyllä prosessiväylällä. [4]

Prosessiväylää käytettäessä mittamuuntajien tai sensorien mittaustieto on digitalisoitava IEC 61850 -standardin mukaisesti. Mittalaitteiden liittämiseksi ja analogisen mittaustiedon digitalisoimiseksi käytetään erillisiä liittymisyksiköitä eli MU-laitteita (Merging Unit). MU-laitteet toimivat prosessitason ja kenttätason rajapinnassa liityntäpisteenä mittamuuntajille ja sensoreille. Mittaustietojen ja tilatietojen lisäksi prosessiväylä mahdollistaa myös ohjauskäskyjen välittämisen prosessiväylässä, joten MU-laitteiden sisääntulot voivat olla myös binäärisiä. MU-laitteet näytteistävät analogisen mittausdatan, alustavat datan standardin mukaiseksi ja lähettävät datan prosessiväylään. Kuvassa 6 on esitetty liittymisyksikön toiminnallisuus. [21][31, s. 150]



**Kuva 6.** Esimerkki prosessiväylän ja MU-yksikön käytöstä, perustuu lähteeseen [16, s. 14].

Prosessiväylä mahdollistaa mittaustiedon jakamisen kaikille väylässä oleville IED-laitteille. Tällöin jokaista yksittäisen suojalaitteen ja mittalaitteen välistä yhteyttä ei tarvitse johdottaa erikseen, vaan mittaustieto on kaikkien prosessiväylään liitettyjen IED-laitteiden saatavilla. Standardin mukaisesti tämä mahdollistaa esimerkiksi sähköaseman kenttien suojaustoimintojen hajauttamisen eri IED-laitteille. IEC 61850 -standardin ymmärtäminen ja hyödyntäminen mahdollistavat sähköasemien suunnittelun sekä optimoinnin uudesta näkökulmasta. Tällöin sähköasemalla käytettäisiin sekä asemaväylää että prosessiväylää. [4][21][31, s. 150]

## 5. TUULIVOIMALAITOKSEN SÄHKÖASEMAN SUOJAUSPERIAATTEET SUOMESSA

Tuulivoimalaitos koostuu yksittäisistä tuulivoimaloista, sähköasemasta ja niiden välisestä keskijänniteverkosta eli tuulivoimalaitoksen sisäverkosta. Keskijänniteverkkoa käytetään jakeluverkkojen tapaan säteittäisenä, suojauksen toteutuksen helpottamiseksi [19, s. 13]. Tuulivoimalaitoksen sähköaseman suojareleet suojaavat ensisijaisesti sähköaseman päämuuntajaa, kiskoa sekä keskijänniteverkon tuulivoimalähtöjä. Vikatilanteessa sähköaseman suojareleet erottavat vikaantuneet verkon osat ja mahdollistavat voimajärjestelmän käytön turvallisen jatkamisen. Jokaisella tuulivoimalalla on myös oma suojauksensa, joka suojaa voimalan jännitteennostomuuntajaa ja sen alajännitepuolelle kytkettyjä pienjännitelaitteita. Näiden suojien tarkempi käsittely on rajattu työn ulkopuolelle, mutta todetaan, että sähköaseman johtolähtöjen suojareleet toimivat tuulivoimaloiden jännitteennostomuuntajien varasuojina. Näin ollen sähköaseman johtolähtöjen suojareleiden asettelut valitaan tuulivoimaloiden suojauskoordinaatio huomioiden. Luvussa käydään läpi tuulivoimalaitoksen sähköaseman suojausperiaatteita Suomessa.

### 5.1 Suojauksen suunnittelua ohjaavat tekijät

Tuulivoimalaitoksen liittämistä sähköverkkoon käsiteltiin alaluvussa 2.3 sekä sähköverkon relesuojauksen toimintavaatimuksia ja periaatteita alaluvussa 3.1. Sähkön laadun ja käyttövarmuuden takaamiseksi sähkölaitteiden on lisäksi täytettävä soveltuvat standardit ja yleisesti hyväksytyt suositukset [3]. Tuulivoimalaitoksen sähköaseman suunnittelua ohjaavat edellä mainittujen tekijöiden lisäksi myös tilaajan ja verkonhaltijan vaatimukset. Sähköaseman tilaajan vaatimukset, esimerkiksi suojalaittevalinnan rajoitukset tai suojausjärjestelmän tekniset reunaehdot, on esitetty yleensä tarjouspyyntömateriaalissa ja sen liitteissä.

Verkonhaltijoiden vaatimuksia ovat liittymisehtojen täyttäminen sekä voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten täyttäminen (VJV2013), alaluku 2.3. Muista reunaehdoista tai toteutuksen yksityiskohdista sovitaan tarvittaessa tapauskohtaisesti. Verkonhaltijan vaatimukset eivät ota kantaa sähköaseman suojalaitteiden valintaan, vaan vaatimuksilla varmistetaan verkkojen tekninen yhteensopivuus. Suojauksen tulee kuitenkin olla tarkoituksenmukainen ja toimittava yhdenmukaisesti ja selektiivisesti liitettävän verkon suojauksen kanssa [3][8]. Mikäli tilaajalla ei ole suojausjärjestelmän toteutuksesta tarkempia vaatimuksia, toteutetaan 110 kV voimajohdon liityntäsähköasemien suojaus perinteisesti kenttä-/kennokohtaisilla suojalaitteilla seuraavissa alaluvuissa esitettyjen periaatteiden mukaisesti.

## 5.2 110/20 kV muuntajan suojaus

Päämuuntajan suojaus riippuu muuntajan koosta, muuntajan kustannuksista sekä verkosta, johon muuntaja liitetään. Muuntajien pääsuojana käytetään yleensä erovirtasuojaa eli muuntajan differentiaalirelettä ja varasuojana ylivirtarelettä. Kahdennettua pääsuojasta voidaan käyttää suurempitehoisten ja kalliimpien päämuuntajien yhteydessä tai paremman luotettavuustason saavuttamiseksi. [14, s. 349] Muuntajan differentiaalireleen suoja-alue rajoittuu yleensä yläjännitepuolen katkaisijan ja alajännitepuolen katkaisijan välille. Jos sähköasemalla on vain yksi tai kaksi johtolähtöä, voidaan muuntajan differentiaalisuojan suoja-alue ulottaa alajännitepuolen johtolähtöjen katkaisijoille asti, jolloin muuntajan differentiaalisuojaus kattaa myös alajännitepuolen kiskoviat (alaluku 5.4). Nollavirtarelettä käytetään muuntajan maasulkusuojana sekä varasuojana muun verkon vioille. Lisäksi muuntajan suojana käytetään myös ei-sähköisiä releitä, joita työssä ei käsitellä tämän yksityiskohtaisemmin.

## 5.3 20 kV kiskon suojaus

Pääkiskon suojaus voidaan toteuttaa joko kiskosuojareleellä eli differentiaalireleellä, sisällyttämällä kiskon suojaus päämuuntajan differentiaalireleen suoja-alueeseen tai käyttämällä ylivirtareleitä. Pienten sähköasemien tapauksessa ei kustannussyistä ole mielekästä käyttää erillistä kiskosuojarelettä, vaan suojaus toteutetaan joko muuntajan differentiaalisuojalla tai 20 kV:n syötön ylivirtasuojalla. [14, s. 350] Kiskon maasulkuvian laukaisee 20 kV:n syötön nollajänniterele.

Päämuuntajan differentiaalireleen ominaisuuksista riippuen alajännitepuolen kiskosuojaus on mahdollista toteuttaa muuntajan differentiaalireleen suoja-alueella laajentamalla. Tällöin rajoittavana tekijänä on virtamuuntajien suurin sallittu lukumäärä, eli montako virtamuuntajaa voidaan sisällyttää muuntajan differentiaalireleen suoja-alueeseen. Tässä vaihtoehdossa muuntajan differentiaalireleen suoja-alueeseen kuuluu muuntajan yläjännitepuolen katkaisijan ja alajännitepuolen johtolähtöjen katkaisijoiden välinen alue. Erovirran ylittäessä asetteluarvon rele laukaisee kaikki differentiaalisuojauksen piirissä olevat katkaisijat.

Yleensä pienillä sähköasemilla keskijännitekiskon suojaus toteutetaan ylivirtareleillä käyttämällä lukitussuojausta. Lukitussuojauksen perusajatuksena on hyödyntää suojausketjussa peräkkäisten ylivirtasuojien välisiä lukituksia. [1] 20 kV johtolähtöviassa havahtuvat sekä 20 kV syötön rele että vikaantuneen johtolähdön rele. Johtolähdön releen havahtuminen lukitsee 20 kV syötön suojan ja laukaisee johtolähdön katkaisijan asetteluiden mukaisesti. Vian ollessa kiskolla ei lukituksia tule ja 20 kV syötön lukittuva porras laukaisee. Lukitukset mahdollistavat kiskovian nopean laukaisun, mutta silti selektiivisen suojauksen.



Suojauksen selektiivisen toiminnan kannalta kiskon ylivirtareleenä käytetään vakioaika-relettä, jonka toimintaa hidastetaan selektiivisyysvaatimusten täyttämiseksi. Toimintaviipeeseen vaikuttavat käytetty reletyyppi, virtamuuntajien toistokyky sekä lukituskanavan toimintatapa. Toimintaviivettä arvioitaessa otetaan huomioon lukituksen antavan suojausportaan havahtumisaika, lukittavan suojan sisäänmenopiirien vasteaika ja lukittavan suojausportaan palautumisaika. Laskemalla edellä mainitut ajat yhteen saadaan lukittavalle portaalle lyhin mahdollinen aika-asettelu, joka on yleensä noin 100 ms luokkaa. [1]

Lukitusuojaus soveltuu parhaiten käytettäväksi säteittäisverkoissa, kun oikosulkuvirrat ovat huomattavasti suurempia kuin kuormitusvirrat. Edellä mainitussa tapauksessa virta-asetteluiden määrittäminen lukituksen antavalle portaalle on yleensä helppoa. Mikäli lukituksen antava johtolähtö kykenee syöttämään vikavirtaa (takasyöttö), ei johtolähdön rele saa havahtua. Jotkut tuulivoimalat voivat syöttää sähköasemalle vikavirtaa johtolähtöjen kautta. Takasyötön mahdollisuus tulee huomioida tuulivoimalaitoksen relesuojauksen suunnittelussa. Takasyöttö huomioidaan joko lukituksen antavan portaan virta-asettelulla tai käyttämällä johtolähdöillä suunnattua suojausta lukitussignaalin muodostamiseen. [1]

## 5.4 20 kV johtolähdön suojaus

Tuulivoimalaitoksen keskijänniteverkon johtolähdöt ovat säteisjohtoja, joiden suojauksessa käytetään tyypillisesti ylivirtareleitä ja maasulkureleitä. Koska voimalaitoksen johtolähdöillä on tuotantoa, on johtolähtöjen suojauksessa huomioitava myös tuulivoimaloiden kyky syöttää vikavirtaa. Mikäli tuulivoimalat kykenevät syöttämään vikavirtaa, syötetään sitä johtovian aikana sekä ulkoisesta verkosta että viereisiltä terveiltä lähdöiltä. Tällaisessa tilanteessa suojauksen koordinaatio on tärkeää, jotta vikaa syöttävää tervettä lähtöä ei laukaista turhaan irti verkosta. Suojauskoordinaation parantamiseksi johtolähdöillä voidaan käyttää suunnattua ylivirtasuojaa. [14, s. 350] Suunnatulla ylivirtasuojauksella tuulivoimalaitoksen johtolähdön suojaus voidaan toteuttaa myös suurinta esiintyvää kuormitusvirtaa alhaisemmilla vikavirran arvoilla.

Voimalaitoksen keskijänniteverkon johtolähdöt ovat yleensä kaapeloituja ja keskijänniteverkko on maasta erotettu. Maasta erotetussa järjestelmässä yksivaiheisen maasulun aiheuttama maasulkuvirta on pieni, koska maasulkuvirtapiiri sulkeutuu vain voimalaitoksen johtolähtöjen maakapasitanssien kautta. Tällöin pienen maasulkuvirran havaitsemiseen käytetään herkkää nollavirtasuojaa. Maasulun hälytys- tai erotuslaitteen eli maasulkusuojan on toimittava vikaresistanssilta enintään  $500 \Omega$  maasulkuviassa. On suositeltavaa, että maasulkusuoja toimii niin suureen vikaresistanssiin kuin teknisesti on kohtuudella mahdollista. [1] Suunnatun maasulkusuojauksen käyttö on perusteltua, kun halutaan estää terveiden johtolähtöjen turha laukaisu viereisen lähdön maasulkuvian seurauksena.

## 6. KOHTEEN JA SUOJALAITTEEN MÄÄRITTELY

Perinteisen liityntäsähköaseman jokaisella kentällä tai kennolla on yksi tai useampi suo-  
jalaite, joiden avulla on toteutettu myös kenttä-, kenno- tai asemakohtaiset ohjaukset ja  
valvontatoiminnot. Tässä diplomityössä esitellään perinteisestä toteutuksesta poikkeava  
vaihtoehto keskittämällä pienen tuulivoimalaitoksen liityntäsähköaseman kaikkien kent-  
tien suojaus, ohjaus ja valvontatoiminnot yhteen nykyaikaiseen ja kaupallisesti saatavil-  
la olevaan IED-laitteeseen. Luvussa käydään lyhyesti läpi toteutuksen lähtökohdat, esi-  
tellään toimitusprojektin sähköverkon rakenne, määritellään kohteen suojalaitteelta vaa-  
ditut ominaisuudet sekä käydään läpi laitevalinta ja valitun laitteen ominaisuudet.

### 6.1 Lähtötilanne

Työn tavoitteeseen pääsemiseksi ja käytännön kokemuksen saamiseksi diplomityön  
aiheen mukainen yhden suojalaitteen toteutus suunniteltiin ja toteutettiin Empower PN  
Oy:n Posion Energia Oy:lle toimittamalle Saukkovaaran tuulivoimalaitoksen liityn-  
täsähköasemalle. Sähköasema liittyy 25 MVA tehomuuntajan kautta 110 kV voimajohtoliitynnällä Caruna Oy:n omistamaan suurjännitteiseen jakeluverkkoon. Tuulivoimalai-  
tos koostuu seitsemästä Vestas V126 -voimalasta, jotka ovat teholtaan 3,3 megawat-  
tia/voimala. Tuulivoimalaitoksen vuotuinen energiatuotanto on arviolta noin 80 000  
megawattituntia, joka vastaa noin 5300 sähkölämmitteisen omakotitalon sähkönkulutus-  
ta vuodessa [24].

Voimajohtoliityntäiset sähköasemat ovat hyvä kohderyhmä, koska ne ovat kooltaan ja  
suojaustoteutukseltaan yksinkertaisempia kuin isommat ja kiskojärjestelmiltään moni-  
mutkaisemmat sähköasemat. 110 kV voimajohtoon liittyvän tuotantolaitoksen pää-  
muuntajan suurin sallittu yksikkökoko on 25 MVA (alaluku 2.3). Näin ollen muuntaja-  
koko rajoittaa jo itsessään liitettävien tuulivoimaloiden lukumäärää sekä sähköaseman  
keskijännitekojeistoon liittyvien tuulivoimalalähtöjen lukumäärää. Tuulivoimaloiden  
tehosta riippuen 25 MVA liityntäaseman alajännitepuolella on yleensä 2-3 johtolähtöä.  
Rakenteeltaan kevyempi sähköasema yksinkertaistaa myös toisiojärjestelmän rakennet-  
ta, vähentää suojareleissä tarvittavien fyysisten liityntöjen määrää ja antaa paremmat  
lähtökohdat yhden suojalaitteen toteutukselle.

Työssä tutkittiin usean kytkinlaitoskentän suojausmahdollisuuksia kaupallisesti saatavil-  
la olevilla IED-laitteilla, perinteisillä mittamuuntajilla sekä suojalaitteiden ja primääri-  
prosessin sähköisillä liitynnöillä. Edellä kuvattu raja-  
us on perusteltavissa toimituspro-  
jektin suunnittelu- ja hankinta-aikataululla sekä toimitusprojektiin käytettävissä olevilla  
resursseilla. Esimerkiksi sensoriteknologian tai prosessiväylän käyttöönotto olisi vaati-

nut tilaajan hyväksynnän lisäksi sähköaseman toteutusorganisaatiolta huomattavaa panostusta uusien toimintatapojen ja teknologioiden käyttöönottamiseksi. Tavoitteena on ensisijaisesti todeta konseptin toteuttamiskelpoisuus valitussa käyttöympäristössä sekä mahdolliset edut tai haitat perinteiseen usean suojalaitteen toteutukseen verrattuna.

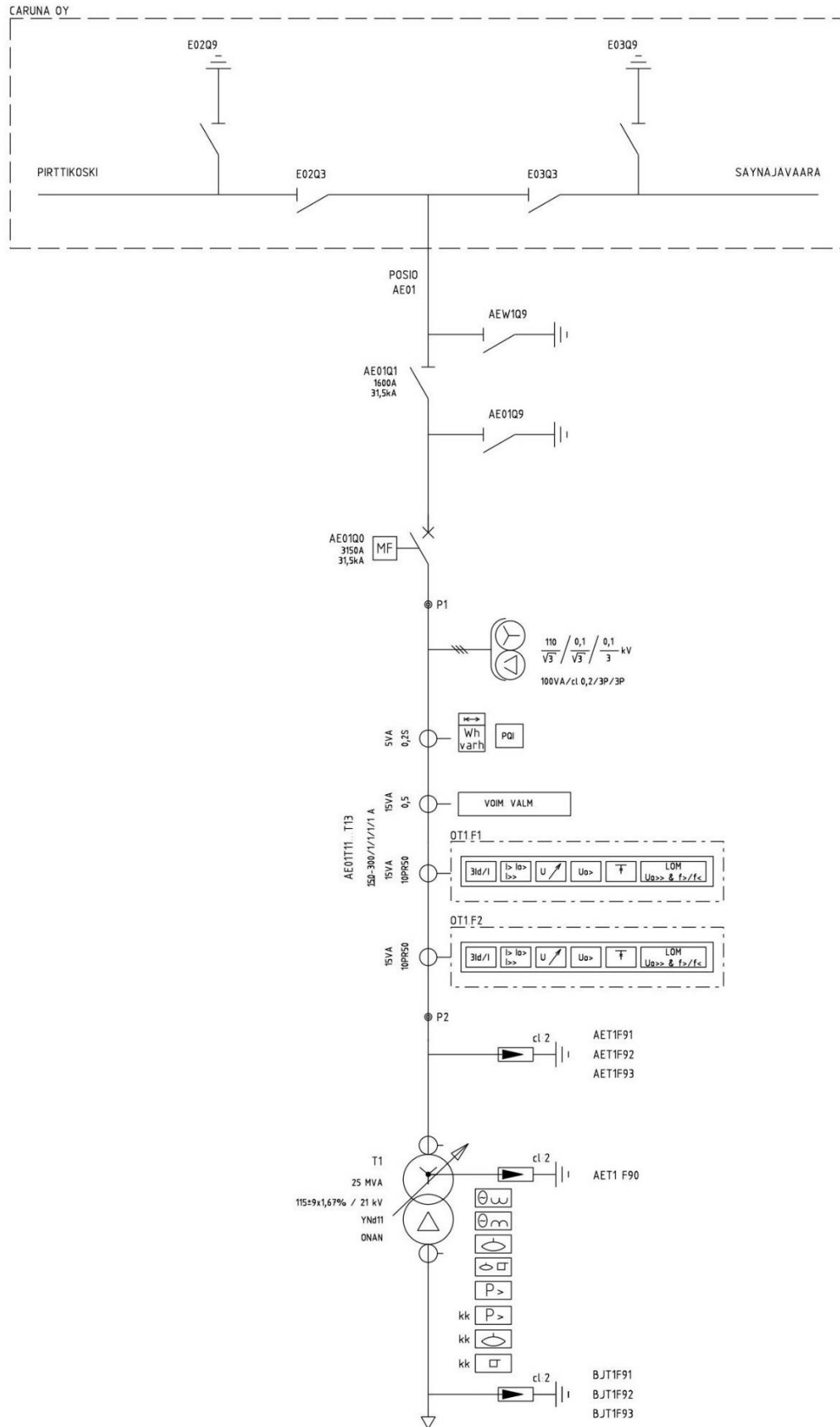
## **6.2 Suojattavan verkon rakenne**

Saukkovaaran tuulivoimalaitoksen verkkoliityntää varten Caruna Oy:n omistamalle 110 kV voimajohdolle rakennutettiin erillisprojektina erotinasema. 110 kV voimajohdolle, liityntäpisteen molemmille puolille, lisättiin johtoerottimet ja maadoituskytkimet. Erotinasemalla voidaan muuttaa 110 kV verkon jakorajaa, jolloin sähköasemaa voidaan syöttää voimajohdon molemmista suunnista. Erotinasema on esitetty kuvassa 7 (erotinasema on rajattu katkoviivalla).

Normaalitilanteessa syöttösuunta on Pirttikoskelta päin, jolloin 110 kV verkko on sammutettu ja poikkeustilanteessa syöttösuunta on Säynäjävaarasta päin, jolloin verkko on osittain maadoitettu. Syöttösuuntien erilaiset maadoitustavat sekä syöttävien johtosuukien pituuserot vaikuttavat verkon sähkötekniisiin arvoihin ja näin ollen verkon vikavirtojen suuruuteen. Tämän seurauksena kytkentätilanteet huomioidaan myös suojalaitteiden asetteluissa, sillä tuulivoimalaitoksen sähköaseman suojalaitteet eivät ole tietoisia syöttävän verkon kytkentätilanteesta tai syöttösuunnasta. Suojauksen on toimittava syöttösuunnasta riippumatta luotettavasti, nopeasti ja selektiivisesti (alaluku 3.1.1).

### **6.2.1 110 kV järjestelmä**

Voimajohdolle rakennetun erotinaseman molemmissa johtosuunnissa on käsiohjaimelliset johtoerottimet (E02Q3 ja E03Q3) ja maadoituskytkimet (E02Q9 ja E03Q9). Erotinasema sijaitsee fyysisesti sähköasema-alueella, sähköaseman aitauksen sisäpuolella, mutta on verkkoyhtiön omistama ja valvoma. Erotinaseman kytkinlaitteet eivät kuulu Saukkovaaran sähköaseman toisiojärjestelmään. Sähköaseman 110 kV pääkaavio on esitetty kuvassa 7, jossa erotinaseman kytkinlaitteet ovat rajattu katkoviivalla.



**Kuva 7.** Saukkovaaran sähköaseman 110 kV pääkaavio.

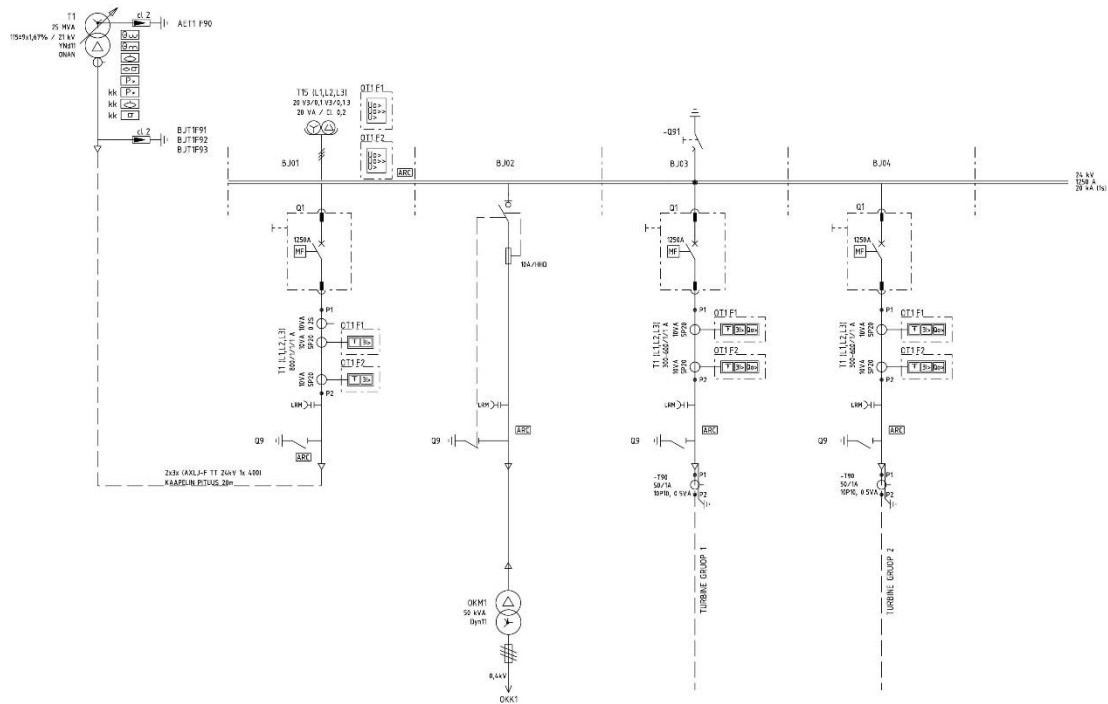
Kuvan 7 mukaisesti tuulivoimalaitos liittyy ulkoiseen sähkönsiirtoverkkoon sähköaseman 110 kV kentän (AE01) päämuuntajan ja kytkinlaitteiden kautta. Liityntäpisteestä katsottuna kentän ensimmäinen kytkinlaite on erotin AE01Q1, jonka voimajohdon puoleisessa päässä on maadoituskytkin AEW1Q9 ja kentän puoleisessa päässä maadoituskytkin AE01Q9. Erotin ja maadoituskytkimet ovat käsiohjattavia. Erottimen jälkeen on kentän katkaisija AE01Q0.

Perinteisemmästä toteutuksesta poiketen 110 kV muuntajakentässä käytetään erillisten jännite- ja virtamuuntajien sijaan kombimuuntajia. Kombimuuntajat ovat yhdistelmämuuntajia, joiden samassa fyysisessä rakenteessa on sekä jännitemuuntaja että virtamuuntaja. Yhdistelmäratkaisun perusteena on ulkokentän tilantarpeen minimointi. Erillistä jännitemuuntajaa käytettäessä jännitemuuntaja sijoitettaisiin katkaisijasta katsottuna 110 kV johdon puolelle. Kuvan 7 mukaisessa kombimuuntajatoteutuksessa on huomioitava, että 110 kV kentän jännitteiden mittaaminen ei onnistu katkaisijan ollessa auki. Tästä ei aiheudu ongelmia, sillä 110 kV katkaisijan kiinniohjauksessa ei käytetä tahdissaolon valvontaa.

Viimeisenä ja merkittävimpanä komponenttina on sähköaseman 110/20 kV tehomuuntaja T1, joka on myös sähköaseman kallein yksittäinen komponentti. Muuntajan kytkentäryhmä on YNd11 ja muuntajan tähtipiste on maasta erotettu. Muuntaja on varustettu käämikytkimellä, jolloin muuntosuhde on käämikytkimen asennot huomioiden  $115 \pm 9 \times 1,67 / 21$  kV. Muuntajan tähtipiste, yläjännitepuolen navat ja alajännitepuolen navat on suojattu ylijännitesuojilla (-T1F90...93). Lisäksi muuntaja on varustettu ei-sähköisillä muuntajasuojilla, joiden liittyminen muuhun suojausjärjestelmään käsitellään alaluvussa 7.1.

### 6.2.2 20 kV järjestelmä

Tuulivoimalaitoksen sisäverkko eli keskijänniteverkko on maakaapeloitu ja tähtipisteestään maasta erotettu. Päämuuntajan alajännitepuoli liittyy 20 kV keskijännitekaapeleilla (muuntajan syöttökaapeleilla) 20 kV kokoojakiskoon sähköaseman laitetilassa sijaitsevan keskijännitekojeiston syöttökennon (BJ01) kautta. Päämuuntajan alajännitepuoli ja 20 kV kiskojärjestelmä on esitetty kuvassa 8.



**Kuva 8.** Saukkovaaran sähköaseman 20 kV pääkaavio, katso liite 1.

Päämuuntajan alajännitepuolella ei ole kuormalähtöjä, vaan kaikki lähdöt ovat tuuli-voimalähtöjä. Kennot BJ03 ja BJ04 ovat johtolähtökennoja, joihin tuulivoimalaitoksen kaikki seitsemän voimalaa on liitetty. Ensimmäiseen johtolähtökennoon (BJ03) on liitetty neljä tuulivoimalaa ja toiseen johtolähtökennoon (BJ04) on liitetty kolme tuulivoimalaa. Tuulivoimalaitoksen sisäverkon rakennetta tai voimaloiden ryhmittelyä ei tarkastella työssä tämän tarkemmin.

Sähköaseman laiteilassa sijaitseva 20 kV kojeisto on metallikuorinen ja ilmaeristeinen vaunukatkaisijakojeisto, jossa katkaisija- ja kaapelitila on yhdistetty, mutta kokoojakiskot ovat omassa tilassaan. Kojekoisto koostuu neljästä erillisestä kenno-osasta, jotka ovat vasemmalta oikealle kuvasta 8 katsottuna: 20 kV syöttökenno (BJ01), omakäyttökenno (BJ02) sekä johtolähtökennot 1 ja 2 (BJ03 ja BJ04). Kennoissa BJ01, BJ03 ja BJ04 on vaunukatkaisija ja relesuojaus. Omakäyttökennossa BJ02 on kuormanerotin, ja kenno on suojattu suurjännitesulakkeilla. 20 kV kiskojännitemuuntaja sijaitsee kennossa BJ01 ja kiskomaadoituskytkin kennossa BJ03. Kennoissa BJ01, BJ03 ja BJ04 on virtamuuntajat, joissa on kaksi suojaussydäntä, ja johtolähtökennoissa BJ03 ja BJ04 on lisäksi erilliset kaapelivirtamuuntajat.

Sähköaseman omakäyttösihtien pääsyöttö on 110 kV verkosta 20 kV kojeiston omakäyttökennon (BJ02) kautta. Kenno syöttää 20,5/0,41 kV omakäyttömuuntajaa (OKM1), joka sijaitsee sähköaseman ulkokentällä omassa muuntajakopissaan. Sähköä syötetään omakäyttömuuntajalta sähköaseman laiteilman 400 VAC omakäyttökeskukselle (OKK1), josta syötetään aseman LVIS-järjestelmää sekä akustovarmennettua tasasähköjärjestelmää. Aseman omakäytön sähköistys voidaan toteuttaa myös varasyötöl-

lä ulkoisella varavoimakoneella. Omakäyttösähköllä sähköistetään aseman apusähköjärjestelmät eli vaihto- ja tasasähköjärjestelmät.

## 6.3 Laitehankinta

Suojalaitteiden valinta- ja hankintaprosessi ajoittui sähköasemaprojektin alkuvaiheisiin, jolloin toisiojärjestelmän varsinainen suunnittelu ei ollut vielä alkanut. Tässä vaiheessa ensimmäiset versiot aseman 110 kV ja 20 kV pääkaavioista olivat valmiina eli suojattavan verkon rakenne ja toteutustavan pääperiaatteet olivat selvillä. Edellä mainittujen tietojen sekä hankintakuvauksen perusteella oli mahdollista ryhtyä kartoittamaan suojalaitteenvaihtoehtoja eri laitevalmistajien valikoimista. Merkittävimmät laitevaihtoehtoja rajoittavat tekijät olivat fyysisten liityntöjen lukumäärä sekä laitteeseen valittavissa olevat toiminnot. Oleellisena valintakriteerinä oli myös kaikkien sähköaseman kytkinlaitteiden ohjausmahdollisuus samalta suojalaitteelta.

Monet suojalaittevalmistajat ja -vaihtoehdot karsiutuivat pois fyysisten liityntöjen rajallisen enimmäismäärän perusteella, esimerkiksi jännite- ja virtasisäänmenojen osalta. Projektin tiukan hankinta-aikataulun perusteella laitevaihtoehdot rajattiin nopeasti kahden ison laitevalmistajan, ABB:n ja Siemensin, kaupallisesti saatavilla oleviin modulaarisiiin suojalaitteenvaihtoehtoihin. Perusratkaisuna päädyttiin käyttämään muuntajan differentiaalisuojaa, koska 110 kV muuntajakentän suojaus vaatisi myös perinteisessä suojaustoteutuksessa ominaisuuksiltaan järeimmän suojalaitteen. Muun aseman suojaus olisi mahdollista toteuttaa yksinkertaisemmilla suojausfunktioilla. Lisäksi muuntajan käämikytkimen ohjaus ja automaattinen jännitteensäätö toteutetaan tuulivoimalaitoksen liityntäsähköasemilla usein muuntajan differentiaalisuojalla. Kokemuksia ja toteutusmahdollisuuksia tiedusteltiin myös muilta laitevalmistajilta, mutta vastauksia sähköpostikyselyihin ei valitettavasti saatu.

### 6.3.1 Ominaisuuksien määrittely

Valittujen laitetoimittajien laitevalikoimasta suojalaitteenvaihtoehdoiksi valittiin Siemens SIPROTEC 5 -sarjan 7UT86-muuntajan differentiaalisuoja sekä ABB Relion-tuoteperheen RET670-muuntajan differentiaalisuoja. Molemmat suojalaitteet ovat modulaarisia eli fyysisten liityntöjen määrä on laajennettavissa, ja laitteiden ominaisuudet ovat räätälöitävissä käyttäjän tarpeiden mukaisesti. Molemmissa laitevaihtoehdoissa ensimmäinen valintakriteeri eli fyysisten liityntöjen määrä täyttyi, joten laitteista määriteltiin toimitusprojektin mukainen alustava laitekokoonpano tarjouskyselyä ja mahdollista tilausta varten. Taulukossa 1 on eritelty arvioidut lukumäärät fyysisten liityntöjen vähimmäismääristä sekä käytettävissä olevien fyysisten liityntöjen lukumäärät rakennetuilla laitekokoonpanoilla. Binääristen sisäänmenojen ja ulostulojen lukumääristä oli mahdollista tehdä suojalaitteiden valintavaiheessa vain suunta-antavat arviot.

**Taulukko 1.** Tarvearvio fyysisten liityntöjen vähimmäislukumäärästä ja fyysisten liityntöjen lukumäärät valituissa suojalaittekonfiguraatioissa.

Fyysiset liitynnät (IO)	Tarve (kpl)	ABB RET670	SIEMENS 7UT86
Binääriset ulostulot (BO)	33	48	56
Binääriset sisäänmenot (BI)	87	96	127
Analogiset sisäänmenot (AI)	4	6	4
Jännitesisäänmenot	5	6	12
Virtasisäänmenot	18	18	20

Taulukon 1 arviot on laskettu alaluvun 6.2.2 toteutuksesta poiketen kolmelle 20 kV johtolähtökennolle, yhden kennon laajennusvara huomioiden. Binääristen ulostulojen ja binääristen sisäänmenojen lukumäärät on arvioitu vastaavien aikaisempien projektien perusteella. Binääristen ulostulojen tarve rajoittuu lähinnä suojattavien kenttien/kenttien laukaisupiireihin, kiinni- ja aukiohjauspiireihin. Binäärisiä sisäänmenoja tarvitaan muun muassa muuntajan ei-sähköisten suojien laukaisutietojen ja hälytysten tuomiseksi, 20 kV kojeiston valokaarisuojan laukaisutietojen tuomiseksi sekä aseman kytkinlaitteiden asentotietojen ja aseman hälytystietojen tuomiseksi. Analogisia mAsisäänmenoja käytetään esimerkiksi käämikytkimen asentotiedon tuomiseen tai vastuslämpötila-anturin mittaustiedon tuomiseen.

Pääkaavioiden perusteella myös virta- ja jännitesisäänmenojen vähimmäismäärät voitiin määritellä. ABB:n suojalaitteeseen saa enintään 24 jännite- ja/tai virtasisäänmenoa, kun Siemensin laitteella yhteenlaskettu enimmäismäärä on 40 [28, s. 14][35]. 110 kV kentästä (AE01) ja 20 kV syöttökennosta (BJ01) arvioitiin mitattavaksi vaihevirratt ja nollavirratt. Virtasisäänmenojen määräksi arvioitiin alustavasti 18. Jännitesisäänmenojen vähimmäismääräksi arvioitiin 5 kpl, eli vähintään 110 kV nollajännite ja 20 kV kiskon vaihejännitteet sekä nollajännite. Muilta osin suojalaitteiden fyysisten liityntöjen enimmäismäärien ilmoittaminen ei ole mielekäästä, koska modulaarisilla laitteilla sisäänmenojen ja ulostulojen lukumäärä on mukautuva ja riippuvainen laitteisiin valittavissa olevien moduulien lukumäärästä sekä valituista moduuleista.

Sähköaseman kytkinlaitteiden alustavaksi lukumääräksi arvioitiin 16 erotinta/maadoituskytkintä ja viisi katkaisijaa. Ohjattaviksi kytkinlaitteiksi oletettiin aluksi kaikki kytkinlaitteet, mutta lopullisessa toteutuksessa moottoriohjattavia ovat vain 110 kV ja 20 kV katkaisijat. ABB:n suojalaitteella ohjattavien laitteiden enimmäismäärä on 30 kappaletta, mutta Siemensin laitteelle enimmäismäärää ei ole suoraan ilmoitettu [35]. Siemensin laitteella kaikki kytkinlaitteet ovat oletuksena ohjattavissa. Ohjattavien laitteiden lukumäärää rajoittaa konfiguraatio-ohjelmaan rakennettu sisäinen kuormitusmalli, joka estää liian raskaan konfiguraation lataamisen suojalaitteelle. Konfiguraatio-ohjelmaan ja kuormitusmalliin palataan tarkemmin alaluvuissa 7.2 ja 7.3.



Suojausfunktioiden valintamahdollisuudet olivat molemmissa suojalaittevaihtoehdoissa riittävät. Näiden lisäksi huomioon otettavia valintaperusteita olivat myös laitteen valvontatoiminnallisuudet, konfiguroinnin monipuolisuus, suojalaitteen näyttöpaneelin käyttömahdollisuudet, ohjelmoitavien LED-valojen lukumäärä sekä laitteen myöhempi laajennettavuus ja muokattavuus. Laitteiden suorituskyky oletettiin riittäväksi.

### 6.3.2 Laittevalinta

Lopulta toimitusprojektissa käytettäväksi laitteeksi valittiin Siemensin SIPROTEC 5 -sarjan muuntajadifferentiaalisuoja 7UT86. Molemmat suojalaitteet täyttivät toteutusfilosofian osalta alustavat valintakriteerit, mutta ratkaiseviksi valintaperusteiksi jäivät aika-tila, suojalaitteen hankintahinta, myöhempi laajennettavuus sekä konfiguroinnin helppous. Siemensin laitevalintaa puolsi lisäksi laitteeseen valittujen moduulien ja toimintojen helppo muuttaminen myös tilausvaiheen jälkeen. Näin ollen SIPROTEC 5 -laitteilla toimintojen valitseminen ei ole tilausvaiheessa lopullista, vaan toimintoja ja laajennusmoduuleja voi lisätä tai muuttaa myös tilauksen jälkeen.

Tilauksen tekemiseksi SIPROTEC 5 -laitteesta luodaan haluttu laitekokoonpano selainpohjaisella konfiguraatiosovelluksella, jolla määritellään laitteen fyysiset ja ohjelmistoliset ominaisuudet. Kaikissa SIPROTEC 5 -sarjan laitteissa on kuvan 9 mukainen perusyksikkö.



**Kuva 9.** SIPROTEC 5 -laitteen perusyksikkö [30].

Malleja on sekä modulaarisia että ei-modulaarisia. Ei-modulaariset mallit sisältävät vain perusyksikön, jolloin niiden leveys on  $1/3 \times 19''$ . Nämä mallit ovat 7xx82 ja 7xx84. Modulaarisilla malleilla 7xx85, 7xx86 ja 7xx87 voidaan perusyksikköön liittää erilaisia laajennusmoduuleita. [28, s. 15] Taulukossa 2 on esitetty SIPROTEC 5 -laitteisiin valittavat fyysiset laitteisto-ominaisuudet.

**Taulukko 2.** SIPROTEC 5 -laitteisiin valittavat fyysiset ominaisuudet [28, s. 47].

Ominaisuus	Ei-modulaarinen	Modulaarinen
	7xx82	7xx85, 86, 87, 6MD8
Laitteisto laajennettavissa	ei	kyllä
Binäärisisäänenot	11/23	mukautettavissa
Binääriulostulot	9/16	mukautettavissa
Mitta-arvon muunnin (mA)	0-4	mukautettavissa, 0-12
Virtasisäänmeno	4/8	mukautettavissa
Jännitesisäänmeno	4/0	mukautettavissa
Kotelo (x19")	1/3	1/3 - 2/1
Pieni näyttö (rivien lkm)	8	8
Iso näyttö (pikselien lkm)	320 x 240	320 x 240
Funktiopainikkeet	9	9
Avainkytkin	ei	Valinnainen
LED-valot	16	mukautettavissa, 16-82
Virtalähde	DC 24-48 ja DC 60-250 / AC 115-230	DC 24-48 ja DC 60-250 / AC 115-230

Kaikista SIPROTEC 5 -laitteista on lisäksi tarjolla valmiita peruskokoonpanoja valmiilla ohjelmakonfiguraatioilla yleisimpiin sovelluskohteisiin. Vaihtoehtona valmiille kokoonpanolle on määritellä suojalaite itse valitsemalla sopiva modulaarinen malli ja lisäämällä perusyksikköön omavalintaisia laajennusmoduuleita, joiden avulla laitteeseen voi valita halutun määrän fyysisiä liityntöjä. Lisäksi laitteeseen on saatavilla vaihdettavia plug-in -moduuleita kommunikaatioporttien ja mA-sisäänmenojen lisäämiseksi. Kuvassa 10 on esitetty esimerkki perusyksikköön kiinnitettävästä laajennusmoduulista. [26, s. 43–44, 49]

**Kuva 10.** SIPROTEC 5 -laitteen laajennusmoduuli [30].

Kuvan 10 mukaiset laajennusmoduulit ovat fyysiseltä kooltaan 1/6 x 19", jolloin täysimittainen laiterivi perusyksiköllä ja neljällä laajennusmoduulilla on 19" [28, s. 15]. Tar-

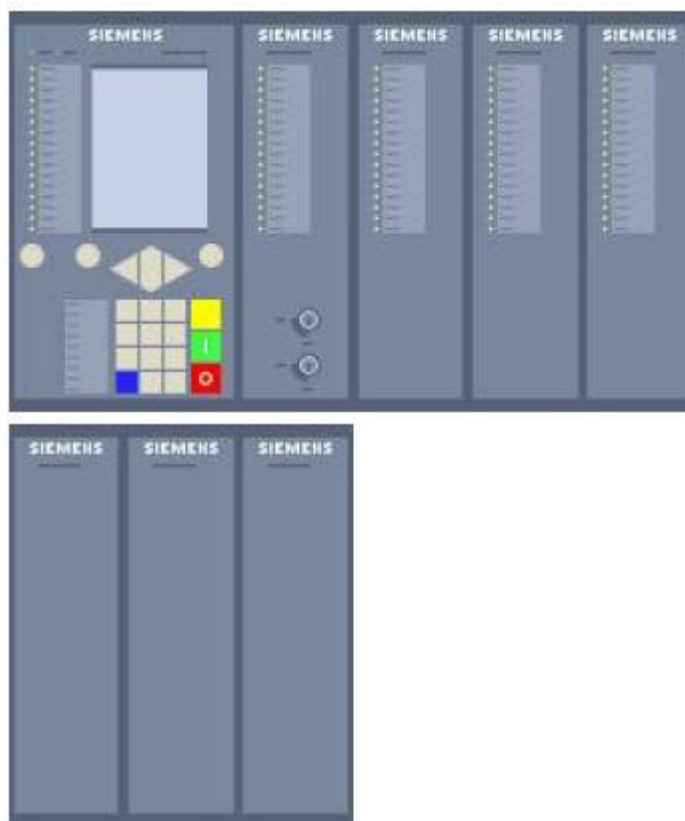
vittaessa laitekokoonpano on laajennettavissa vielä toiselle riville, jolloin valittavissa on yhteensä yhdeksän kappaletta laajennusmoduuleita. Laitteen fyysiset mitat määräytyvät näin ollen valittujen moduulien lukumäärän perusteella. Perusyksiköiden, laajennusmoduulien ja plug-in moduulien tarkemmat tekniset tiedot ovat luettavissa Siemensin laitemanuaalista [28].

Tilauskonfiguraation pohjana on valittu suojalaitetyyppi, ja tähän sidotut perustoiminnallisuudet. SIPROTEC 5 -laitteet käyttävät funktiopistejärjestelmää, jolloin laitteeseen ostetaan tilausvaiheessa funktiopisteitä toimintojen sijaan. Toimintoja voi aktivoida funktiopisteillä, ja funktiopisteitä on mahdollista ostaa jälkikäteen myös lisää. Osa toiminnoista ja suojausfunktioista kuuluu oletusarvoisesti tilaukseen, eikä edellytä näin ollen funktiopisteiden ostamista. Valittavissa olevat lisäfunktiot ja funktioiden hinnat on esitetty jokaisen laitetyypin laitemanuaalissa. [27, s. 19–20]

Funktiopistejärjestelmän merkittävin etu on se, että ohjelmakonfiguraation ei tarvitse olla valmis vielä tilausvaiheessa. Näin ollen kaikki funktiot ovat konfigurointivaiheessa vapaasti käytettävissä huolimatta tilausvaiheen funktiovalinnoista. Funktioita voi valita lopulliseen ohjelmakonfiguraatioon enintään ostetun funktiopistekiintiön sallimissa rajoissa. Mikäli funktiopisteet loppuvat kesken tai toimintoja halutaan laitetilauksen jälkeen laajentaa, voi konfiguraatiota täydentää ostamalla lisää funktiopisteitä. [27, s. 19–20][29, s. 50, 1117] Työssä ei perehdytä tämän syvällisemmin SIPROTEC 5 -tuoteperheeseen, valittavissa oleviin kokoonpanovaihtoehtoihin tai laitteiden teknisiin ominaisuuksiin, vaan esitellään toimitusprojektiin valittu laite työn sisällön kannalta merkittävässä laajuudessa. Lähtökohtana on kiinnittää huomio toimitusprojektin suojusratkaisun erityispiirteisiin.

### 6.3.3 Valittu kokoonpano

Toimitusprojektiin valitun suojalaitteen fyysinen kokoonpano on esitetty kuvassa 11.



**Kuva 11.** Toimitusprojektin mukainen laitekokoonpano, katso liite 3.

Kuvan 11 mukaisesti laitteeseen valittiin perusyksikön lisäksi seitsemän laajennusmoduulia, taulukossa 1 esitettyjen fyysisten liityntöjen tarvearvion mukaisesti. Suojalaite on rivitetty kahdelle riville, joista ensimmäisen rivin leveys on täydet 19” ja toisen rivin leveys on  $\frac{1}{2} \times 19$ ”. Laitteen asennustavaksi valittiin uppoasennus, koska suojalaite asennetaan sähköaseman laittilan relekaapin kääntökehykseen. LCD-näytöksi valittiin iso näyttö (320 x 240 pikseliä). Laitteeseen valittiin myös kaksi avainkytkintä, joista toisella valitaan laitteen ohjaustapa, eli paikallis- tai kaukokäyttö, ja toisella avaimella on mahdollista ohittaa suojalaitteen sisäisessä logiikassa konfiguroidut kytkinlaitteiden lukitusehdot. [28, s. 35]

LED-valoja laitteeseen valittiin enimmäismäärä 80 kappaletta, ja niille ohjelmoitiin suo-  
jien havahtumis- ja laukaisutiedot sekä aseman hälytykset. Sisäänmenoja ja ulostuloja laitteeseen valittiin taulukon 3 mukainen lukumäärä.

**Taulukko 3.** Suojalaitteeseen valitut sisäänmenot ja ulostulot.

I/O	Lukumäärä (kpl)
Analogiset sisäänmenot (AI)	4
Binääriset sisäänmenot (BI)	127
Binääriset ulostulot (BO)	56
Jännitesisäänmenot	12
Virtasisäänmenot	20
LED-valojen lukumäärä	80

Analogisia sisäänmenoja varten laitteeseen piti valita erillinen plug-in moduuli, joka asennettiin perusyksiköön. Perusyksikössä on kaksi erillistä paikkaa plug-in -moduuleille. Taulukon 3 mukaiset fyysiset liittynät saatiin valitsemalla taulukon 4 mukaiset laajennusmoduulit sekä plug-in moduulit.

**Taulukko 4.** Valitut moduulit.

Selite	Moduuli
Laajennusmoduulit rivillä 1	IO203, PS201, IO208, IO208, IO208, IO230
Laajennusmoduulit rivillä 2	PS203, IO230, IO205
Plug-in moduuli positio E	ETH-BB-2FO
Plug-in moduuli positio F	ANAI-CA-4EL

Yksittäisten laajennusmoduulien liittynät on esitetty liitteessä 2. ETH-BB-2FO -moduuli on Ethernet-moduuli, jolla suojalaite liitetään IEC 61850 -asemaväylään. Moduulissa on kaksi optista LC duplex 1300 nm kuituporttia sekä sisäinen Ethernet-kytkin. ANAI-CA-4EL -moduuli on analogiamoduuli neljällä  $\pm 20$  mA analogiasisäänmenolla [26, s. 49, 65]. Analogiasisäänmeno tarvitaan käämikytkimen asentotiedon tuomiseksi suojalaitteelle. Tarkemmat tekniset tiedot eri moduuleista on esitetty erillisessä laitemanuaalissa [28].

### 6.3.4 Valitut toiminnot

Taulukossa 5 on esitetty kootusti suojalaitteisiin valitut suojaustoiminnot kenttä- ja kennokohtaisesti. Liitteessä 3 on esitetty kaikki toimitusprojektin suojalaitteeseen valitut ja valittavissa olevat toiminnot. Taulukossa on mainittu myös suojalaitteen ohjelmistoversio, koska laitemanuaalit ja suojalaitteeseen valittavat toiminnot liittyvät käytettyyn ohjelmistoversioon.

**Taulukko 5.** Toimitusprojektin suojalaitteeseen valitut suojaustoiminnot.

Kenttä	Selite	Firmware	Tyyppi	kpl	$I_d^{\Delta}$	$I^{\Delta}$	$I_o^{\Delta}$	$Q_o^{\Delta}$	Jännitteensäätö	$U^{\Delta}$	$U_o^{\Delta}$	$f^{\Delta}$	$\Delta$
AE01	T1 muuntajakenttä	v. 6.21	7UT86	2	x	x	x		x		x		
BJ01	20 kV syöttökenno					x				x	x	x	x
BJ03	20 kV johtolähtökenno 1					x		x					
BJ04	20 kV johtolähtökenno 2					x		x					

Suojaustoiminnot on valittu luvussa 5 esitettyjen periaatteiden mukaisesti. 110 kV muuntajakentälle valittiin differentiaalisuoja ( $I_d^{\Delta}$ ), ylivirtasuoja ( $I^{\Delta}$ ), nollavirtasuoja ( $I_o^{\Delta}$ ), nollajännitesuoja ( $U_o^{\Delta}$ ) sekä automaattinen jännitteensäätö. 20 kV syöttökennolle valittiin ylivirtasuoja ( $I^{\Delta}$ ), ylijännitesuoja ( $U^{\Delta}$ ), nollajännitesuoja ( $U_o^{\Delta}$ ) sekä ali- ( $f^{\Delta}$ ) ja ylitaajuussuojat ( $f^{\Delta}$ ) eroonkytkentäsuojauksen toteuttamista varten. Johtolähdöille valittiin vain ylivirtasuojat ( $I^{\Delta}$ ) sekä suunnatut maasulkusuojat ( $Q_o^{\Delta}$ ). Yksittäisten tuulivoimaloiden relesuojaus on rajattu tarkastelun ulkopuolelle, sillä voimalaitosvalmistaja on valinnut voimaloiden suojat ja laskenut näille asettelut. Sähköaseman suojaus käsitellään tarkemmin alaluvuissa 7.1.1 ja 7.1.2 ja suojausasettelut alaluvussa 7.2.4.

## 7. JÄRJESTELMÄN TOTEUTUS

Toimitusprojektin sähköaseman suojaus on toteutettu keskitetysti yhdellä suojalaitteella. Samalla laitteella on toteutettu myös aseman ohjaukset, mittaukset, valvonta sekä tiedonsiirto. Järjestelmä on todellisuudessa kahdennettu, jolloin identtisellä suojalaitteella varmistetaan aseman suojaustason ja toimintojen säilyminen mahdollisen laitevian seurauksena. Suojalaitteet ovat toiminnoiltaan sekä asetteluiltaan identtiset, ja ne toimivat järjestelmässä rinnakkain. Suojalaitteiden liittynät primääriprosessiin on toteutettu molemmille laitteille sähköisesti johdottamalla. Luvussa kuvataan toimitusprojektin suojausjärjestelmän rakenne, eli suojausten, ohjausten, mittausten, valvonnan ja kaukokäytön erityispiirteet sekä suojalaitteen konfiguroinnin vaiheet ja konfigurointityön aikana vastaan tulleet isoimmat haasteet.

### 7.1 Suojausjärjestelmän rakenne

Fyysisesti suojalaitteet sijaitsevat sähköaseman laittilan relekaapissa OT1. Relekaappi on kaksiosainen parikaappi, jossa on lasi-ikkunalliset pariovet ja kääntökehykset molemmille suojalaitteille, kuva 12.



**Kuva 12.** Toimitusprojektin sähköaseman relekaappi OT1 ja suojalaitteet F1 ja F2.

Sähköaseman suojalaitteet on nimetty pääsuojalaitteeksi (OT1.F1) ja varasuojalaitteeksi (OT1.F2). Tässä työssä pääsuojalaitteella tarkoitetaan fyysistä suojalaitetta OT1.F1 ja

varasuojalaitelaitteella fyysistä suojalaitetta OT1.F2. Näkyvimpänä erona perinteiseen, usean suojalaitteen, toteutukseen on kennokohtaisten suojalaitteiden puuttuminen 20 kV kojeistosta, kuva 13.



**Kuva 13.** Kuva 20 kV kojeiston kennon toisiotilan ovipaneelistä perinteisellä kennokohtaisella suojaretoteutuksella (vasen puoli) sekä toimitusprojektin mukaisella toteutuksella (oikea puoli).

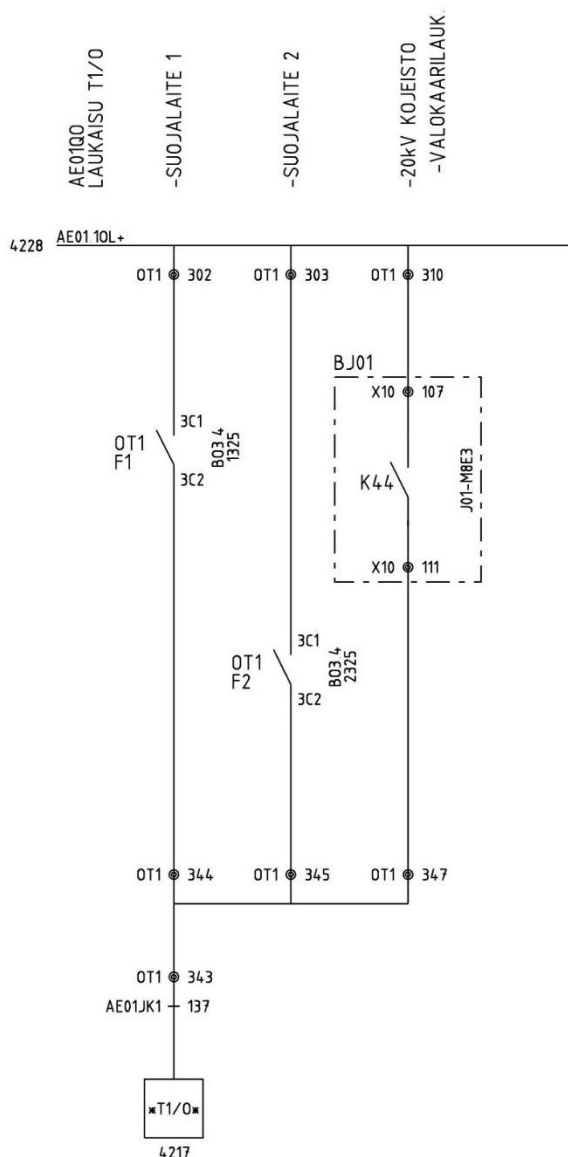
Kuvassa 13 on esimerkki sekä suojalaitteellisesta 20 kV kojeiston kennosta että toimitusprojektin suojalaitteettomasta kennosta. Perinteisesti kennojen suojalaitteet asennetaan kennon toisiotilan ovipaneeliin kuvan 13 (vasen puoli) mukaisesti. Suojalaitteiden puuttuminen toimitusprojektin kojeistosta tarkoitti myös, että kojeiston toisiopiirit piti muuttaa uuden toteutustavan mukaiseksi. Toteutuksessa kennojen sisäiset johdotukset, jotka muuten johdotettaisiin kennojen suojalaitteille, johdotettiin laittilan relekaapin OT1 suojalaitteille OT1.F1 ja OT1.F2. Toteutus lisäsi toisiokaapeleiden lukumäärää 20 kV kojeiston kennojen ja laittilan relekaapin välille. Kaapelimäärän kasvun vaikutusta perinteiseen toteutukseen tarkastellaan alaluvussa 8.1.3.

Yleisesti aseman suojaus on toteutettu samoja suojausperiaatteita ja suojaustoimintoja käyttäen kuin perinteinen usean suojalaitteen asematoteutus (luku 5). Mikäli asemalla olisi vain yksi suojalaite tai toisena suojalaitteena olisi varasuojauksen kannalta vain välttämättömät varasuojat sisältävä suojalaite (110 kV yli- ja nollavirtasuojaus, 20 kV syöttökennon ylivirtasuojat ja 20 kV kiskon nollajännitesuojat), halvaannuttaisi pääsuojalaitteen vikaantuminen aseman toiminnan useiden viikkojen ajaksi. Näin ollen kahdella identtisellä suojalaitteella varmistetaan sähköaseman toimintojen nopea palautuminen ja käytön jatkaminen myös toisen suojalaitteen vikaantuessa. Identtisillä suojalaitteilla pääsuojalaitteen vikaantuminen ei vaadi sähköaseman toisiopiirien muutostöitä tai suojalaitekonfiguraatioiden muutoksia. Identtisellä laitetoteutuksella yksinkertaistetaan aseman toisiosuunnittelua, suojalaitteiden konfiguraatiotyötä sekä koestusta.



### 7.1.1 110 kV:n suojaus

110 kV kentän katkaisijan (AE01Q0) ohjaimessa on kaksi laukaisukelaa, joille on johdotettu erilliset laukaisupiirit T1 ja T2. Kaikki suojalaitteilta (OT1.F1 ja OT1.F2) lähtevät 110 kV katkaisijan laukaisut välitetään molempiin laukaisupiireihin eri laukaisukoskettimilta. Laukaisupiirien sähkönsyöttö tulee eri akustoilta, jolloin vika toisessa laukaisupiirissä tai tasasähkökeskuksessa ei estä laukaisutiedon välittämistä katkaisijalle. Suojalaitteiden laukaisukoskettimet ovat kytketty laukaisupiireihin kuvan 14 mukaisesti.



**Kuva 14.** Suojalaitteiden laukaisukoskettimien rinnankytkentä 110 kV katkaisijan (AE01Q0) laukaisupiirissä T1.

Kuvassa 14 on esitetty suojalaitteiden laukaisukoskettimien rinnankytkentä 110 kV katkaisijan (AE01Q0) laukaisupiirissä T1. Suojalaitteiden laukaisukoskettimet ovat kytketty vastaavasti myös laukaisupiirissä T2. Suojalaitteiden suojaustoimintojen tai ohjausten

lisäksi 110 kV katkaisijan laukaisee myös 20 kV kojeiston valokaarisuojaus, joka on toteutettu kojeiston sisäisillä valokaaripaineantureilla. Valokaarisuojauksen laukaisuehto on johdotettu 110 kV katkaisijan molempiin laukaisupiireihin.

Liitteessä 4 on esitetty 110 kV kentän (AE01) suojauskaavio, jossa on kuvattu suojalaitteiden liityntä suojausjärjestelmään. Virtamittauksia varten kombimuuntajien (AE01T11...T13) suojaussydämet ovat kahdennettu, mutta jännitemittaukset tuodaan molemmille suojalaitteille kombimuuntajien samoilta toisiokäämeiltä. 110 kV kenttä (AE01) on suojattu seuraavilla suojilla:

- Muuntajan differentiaalisuoja ( $I_{d/t}$ )
- Kaksiportainen ylivirtasuoja ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ )
- Nollavirtasuoja ( $I_{o>}$ )
- Nollajännitesuoja ( $U_{o>}$ )
- Eroonkytkentäsuojaus (ilman viestiyhteyttä)

Differentiaalisuoja toimii muuntajan pääsuojana. Toimitusprojektissa päätettiin hyödyntää suojalaitteen ominaisuuksia ja käyttää differentiaalisuojaa myös 20 kV kiskosuojana. Alaluvun 5.3 mukaisesti differentiaalisuojan suoja-alue on laajennettu 20 kV johtolähtöjen BJ03 ja BJ04 katkaisijoille asti, jolloin differentiaalisuoja laukaisee myös 20 kV kiskoviassa. Differentiaalisuoja laukaisee sekä 110 kV katkaisijan että kaikki 20 kV jännitetason katkaisijat. Muuntaja on suojattu lisäksi ei-sähköisillä releillä, joiden laukaisutiedot ja hälytykset on johdotettu molemmille suojalaitteille. Molemmat suojalaitteet laukaisevat samanaikaisesti 110 kV kentän katkaisijan (AE01Q0) ja 20 kV syöttökennon katkaisijan (BJ01Q0).

Kaksiportainen ylivirtasuoja ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ ) toimii varasuojana sekä 110/20 kV muuntajalle että 20 kV järjestelmälle. Ylivirtasuojassa käytetään lisäksi lukitussuojausta, jolloin 20 kV syöttökennon (BJ01) ylivirtasuojan portaiden havahtuminen lukitsee 110 kV kentän (AE01) ylivirtasuojan ylemmän portaan ( $I_{>>}$ ). Nollavirtasuoja ( $I_{o>}$ ) toimii muuntajan 110 kV:n maasulkusuojana. Ylivirta- ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ ) ja nollavirtasuoja ( $I_{o>}$ ) laukaisevat 110 kV kentän (AE01) katkaisijan ja 20 kV syöttökennon (BJ01) katkaisijan. 110 kV jännitetason nollajännitesuoja ( $U_{o>}$ ) erottaa tuotannon verkosta 110 kV verkon maasulkutilanteissa ja laukaisee toimiessaan vain 110 kV kentän (AE01) katkaisijan.

Lisäksi sähköasemalla on toteutettu eroonkytkentäsuojaus ilman eroonkytkennän viestiyhteyttä. Alueverkon liittymisehdot (ALE 2006) edellyttävät, että 110 kV johdon varrelle liittyvä tuotantolaitos tulee erottaa sähköverkosta pikajälleenkytkennän jännitteetönä väliaikana. Eroonkytkentäsuojauksella estetään mahdollinen saarekekäyttö, jossa tuulivoimalaitos jäisi syöttämään muusta verkosta irti kytkettyä verkon osaa. Eroonkytkentäsuojaus on toteutettu suojalaitteen logiikassa, ja ehtojen täytyessä suojaus laukaisee 20 kV johtolähtökennojen BJ03 ja BJ04 katkaisijat. Eroonkytkennän toimintaehtoina ovat 110 kV nollajännite (15 %) sekä 20 kV puolelta mitattu ali- (48,5 Hz) tai yli-

taajuus (50,5 Hz). Eroonkytkentäsuojaus on toteutettu ilman viestiyhteyttä, Fingrid Oyj:n ohjeen [20] mukaisesti. Suojauksen logiikka on esitetty liitteessä 5.

### 7.1.2 20 kV:n suojaus

20 kV suojauskaaviot on esitetty liitteessä 6. Kennoissa BJ01, BJ03 ja BJ04 on (vau-)katkaisijat, ja suojaus on toteutettu suojalaitteilla OT1.F1 sekä OT1.F2. Omakäyttökennon BJ02 suojana on suurjännitesulakkeellinen kuormanerotin. Lisäksi kojeistotoimittaja on asentanut kojeistoon valokaarisuojauksen. Jokaisessa kennossa on paineen nousuun perustuva anturi, joka havahtuessaan laukaisee 20 kV syöttökennon (BJ01) ja 110 kV kentän (AE01) katkaisijat. Laukaisuehdot on johdotettu suoraan molempien katkaisijoiden laukaisupiireihin.

20 kV syöttökennon (BJ01) katkaisijan laukaisupiirit ovat kahdennettu vastaavalla tavalla kuin 110 kV kentän (AE01) katkaisijan laukaisupiirit. Myös syöttökennon virtamuuntajien suojaussydämet on kahdennettu ja virtamittaukset viedään suojalaitteille eri suojaussydämiltä. 20 kV syöttökennon suojiksi on valittu:

- Kaksiportainen ylivirtasuojaja ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ )
- Kaksiportainen nollajännitesuojaja ( $U_{o>>}$ ,  $U_{o>}$ )
- Ylijännitesuojaja ( $U_{>}$ )

20 kV kiskon oikosulkusuojaus on toteutettu lukitussuojauksella alaluvun 5.4 mukaisesti. Näin ollen kaksiportaisen ylivirtasuojan ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ ) ylempi porras ( $I_{>>}$ ) lukittuu johtolähtöjen BJ03 ja BJ04 ylivirtasuojien havahtumisesta. Toteutuksessa on huomioitava, että 20 kV kiskoviat ovat katettu myös differentiaalisuojalla, joka on ylivirtasuojaa nopeampi. Vaikka kiskosuojaus on toteutettu kahdella eri tavalla, eivät suojaustavat ole toisiaan pois sulkevia. Mikäli differentiaalisuojatoiminto otettaisiin pois käytöstä, olisi päämuuntaja edelleen suojattu 110 kV ylivirtasuojauksella ja 20 kV kisko syöttökennon ylivirtasuojan lukitussuojauksella. Alempi porras ( $I_{>}$ ) on hidastettu ja toimii johtolähtöjen oikosulkusuojauksen varasuojana. 20 kV:n syöttökennon ylivirtasuojaja ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ ) laukaisee vain syöttökennon BJ01 katkaisijan.

Syöttökennon kaksiportainen nollajännitesuojaja toimii sekä 20 kV kiskon maasulkusuojana että johtolähtöjen suunnattujen maasulkusuojien varasuojana. Johtolähdön maasulkusuojauksen varasuojana syöttökennon nollajännitesuojaja toimii silloin, kun johtolähdön suunnattu maasulkusuojaus ei ole käytössä tai tilanteessa, jossa vain yksi johtolähtö on kytketty. Ylempi porras ( $U_{o>>}$ ) laukaisee johtolähtöjen BJ03 ja BJ04 katkaisijat ja alempi porras ( $U_{o>}$ ) kenttien AE01 ja BJ01 katkaisijat. Portaiden jänniteasettelut ovat samat, mutta alemman portaan ( $U_{o>}$ ) laukaisua on viivästetty aikaporrastuksella. Kahdella portaalla rajataan mahdollista vika-aluetta, jolloin vian sijaitessa johtolähdöllä ei turhaan laukaista koko sähköasemaa irti verkosta. Ylijännitesuojaja ( $U_{>}$ ) laukaisee kenttien AE01 ja BJ01 katkaisijat.

Kummankin johtolähtökennon BJ03 ja BJ04 katkaisijalla on vain yksi laukaisukela ja laukaisupiiri. Suojalaitteiden (OT1.F1 ja OT1.F2) laukaisukoskettimet on kytketty johtolähtökennon laukaisupiiriin vastaavalla tavalla kuin 110 kV kentän tai 20 kV syöttökennon laukaisupiireissä. 20 kV molemmat johtolähtökennot ovat suojattu seuraavasti:

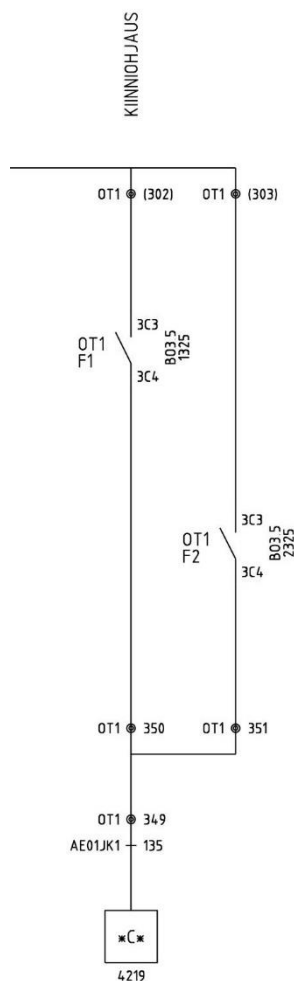
- Kaksiportainen ylivirtasuojaja ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ )
- Suunnattu maasulkusuojaja ( $Q_{o>}$ )

Johtolähdöillä on oikosulkusuojana kaksiportainen ylivirtasuojaja ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ ) ja maasulkusuojana suunnattu maasulkusuojaja ( $Q_{o>}$ ). Ylivirtasuojan ylempi porras ( $I_{>>}$ ) laukaisee suurivirtaiset viat viiveettä ja alempi porras ( $I_{>}$ ) toimii hidastettuna tuulivoimaloiden jännitteennostomuuntajien (step-up muuntaja) varasuojana. Ylivirtasuojaja ja suunnattu maasulkusuojaja laukaisevat johtolähtövioissa vain oman johtolähtönsä katkaisijan.

### 7.1.3 Kytkinlaitteiden ohjaukset

Sähköaseman erottimet ja maadoituskytkimet ovat käsin ohjattavia ja katkaisijat moottorihjattuja. 110 kV katkaisija (AE01Q0) on ohjattavissa katkaisijan moottorihjaimen painonapeilta, paikallisohjauksella suojalaitteiden hallintapainikkeilta tai kauko-ohjauksella käyttökeskuksesta. 110 kV kentän erotin (AE01Q1) ja maadoituskytkimet (AEW1Q9 ja AE01Q9) ovat ohjattavissa vain kytkinlaitteiden käsiohjaimilta. Vastaa- vasti 20 kV kojeiston kennojen BJ01, BJ03 ja BJ04 vaunukatkaisijat (Q0) ovat ohjattavissa kojeiston kennoista, paikallisohjauksella suojalaitteiden hallintapainikkeilta tai kauko-ohjauksella käyttökeskuksesta. Kennojen BJ01, BJ03 ja BJ04 erottimia (Q1), omakäyttökennon BJ02 kuormaerotinta (Q1) ja kennojen maadoituskytkimiä (Q9) on mahdollista ohjata vain kennojen käsiohjaimilla.

Paikallisohjauksena tai kauko-ohjauksena tehtävät 110 kV tai 20 kV katkaisijoiden aukiohjaukset välitetään katkaisijoiden laukaisukeloille suojalaitteiden samoilta laukaisukoskettimilta kuin kentän/kennon laukaisut. Katkaisijoiden kiinni ohjaamiseksi katkaisijoissa on erilliset kiinniohjauspiirit ja kiinniohjauskelat. Myös kiinniohjauspiireissä suojalaitteiden (OT1.F1 ja OT1.F2) kiinniohjauskoskettimet ovat johdotettu rinnan, kuva 15.



**Kuva 15.** Suojalaitteiden kiinniohjaukoskettimien rinnankytkentä 110 kV katkaisijan (AE01Q0) kiinniohjauspiirissä.

Kuvan 15 mukaisesti kiinni ohjaus voidaan antaa kummalta suojalaitteelta tahansa. Kiinniohjauspiiri on johdotettu suojalaitteen kiinniohjaukoskettimelta suoraan katkaisijan kiinniohjauskelalle, ja piirin sähkö on otettu samasta akustosta kuin T1-laukaisupiirin sähkö. Kaikkien katkaisijoiden kiinniohjauspiirit on toteutettu samalla periaatteella.

Suojalaitteiden käytön selkeyttämiseksi katkaisijoiden paikallisohjaukset tehdään sähköasemalla oletusarvoisesti pääsuojalaitteelta OT1.F1. Pääsuojalaitteen vikaantuessa paikallisohjaukset tehdään varasuojalaitteelta OT1.F2. Kauko-ohjauksia ei ole kahdennettu, vaan katkaisijoiden kauko-ohjaukset on konfiguroitu kaukokäytön ala-asemalla (RTU) vain pääsuojalaitteelle. Tällöin pääsuojalaitteen vikaantuessa kauko-ohjaukset on käännettävä manuaalisesti varasuojalaitteelle. Toimenpide edellyttää kaukokäytön ala-aseman konfiguraatiomuutosta. Kaukokäytön erityispiirteitä käsitellään tarkemmin aluvuossa 7.1.7.

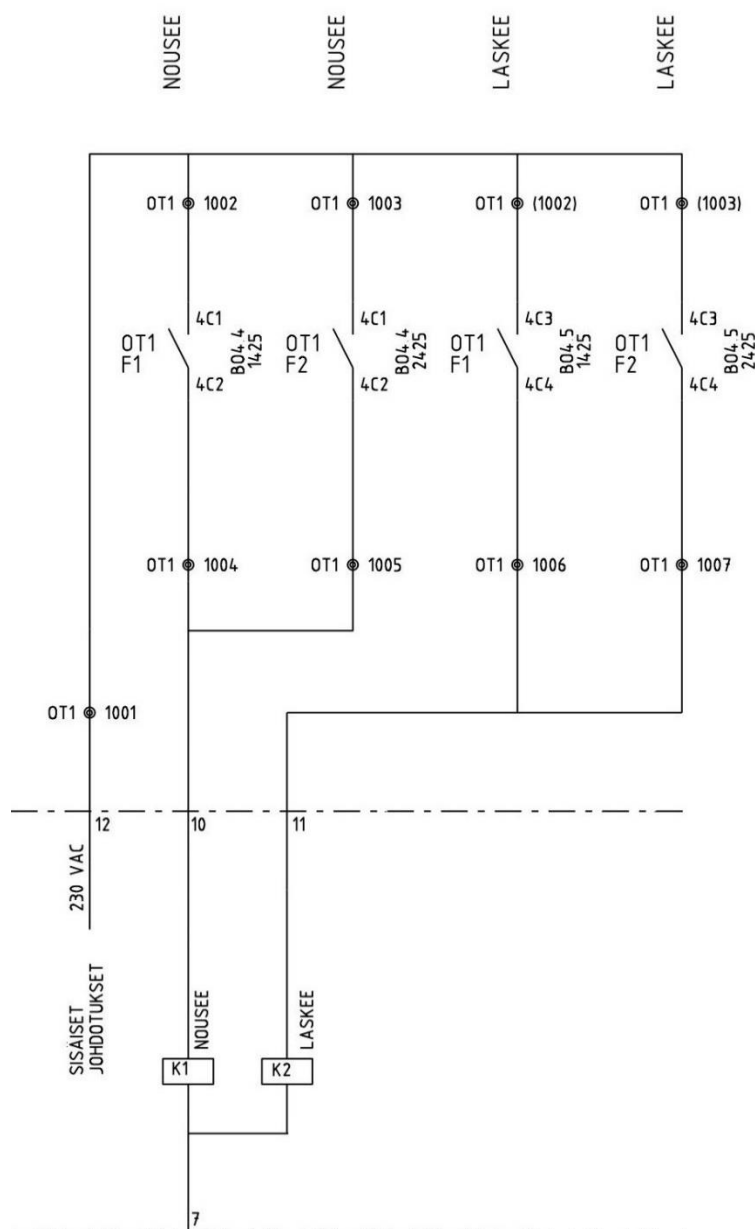
Kytkinlaitteiden virheohjausten aiheuttamien vaaratilanteiden ehkäisemiseksi on sähköaseman erottimien sekä maadoituskytkimien ohjauksille rakennettu lukitusehdot. Lukitusehdot perustuvat muiden kytkinlaitteiden tilatietoihin. Lukitusehdoilla estetään ei-toivotut kytkennät, esimerkiksi erottimen avaaminen virrallisena tai maadoituskytkimen kiinni ohjaaminen verkon osan ollessa jännitteinen. Lukituspiirit on toteutettu 110 kV osalta sähköisesti ja lukitusehdot on rakennettu suojalaitteiden logiikassa. Ohjausehtojen täyttyessä kytkinlaitteen lukituspiirissä kulkee sähkö, jolloin erottimen tai maadoituskytkimen lukitusmagneetti sallii kytkinlaitteen ohjaamisen. 110 kV erottimen ja maadoituskytkimien ohjattavissa-tiedot on ohjelmoitu myös suojalaitteiden ohjauspaneelien LED-valoille. 20 kV kojeiston kytkinlaitteilla lukitukset on toteutettu sähköisillä lukituspiireillä tai mekaanisilla lukituksilla. 20 kV sähköisten lukituspiirien lukitusehdot on rakennettu johdottamalla. Aseman lukituskaavio on esitetty liitteessä 7.

#### 7.1.4 Jännitteensäätö

Päämuuntaja on varustettu 19-portaisella käämikytkimellä, jonka askellusta säätämällä suojalaitteiden automaattinen jännitteensäätöfunktio pitää muuntajan alajännitepuolen jännitteen asetellussa tavoitearvossa. Yhden säätöportaan suuruus on 1,67 % muuntajan nimellisjännitteestä, jolloin jännitteen koko säätöalue on  $\pm 15$  %. Automaattisen jännitteensäädön tavoitearvoksi on aseteltu 20,6 kV eli 103 %:a muuntajan alajännitepuolen nimellisjännitteestä. Suojalaite antaa käämikytkimen ohjauspulssin vasta asetellun aika-viiveen jälkeen, mikäli jännitepoikkeama tavoitearvosta on enemmän kuin aseteltu vaihteluväli  $\pm 1,5$  %. Automaattinen jännitteensäätöfunktio vaatii toimiakseen vähintään jännitemittauksen säädettävästä jännitetasosta. Jännitteensäätöfunktioon on tuotu myös muuntajan yläjännitepuolen virtamittaukset, jolloin epänormaalissa käyttötilanteessa (ylivirtatilanteessa) automaattinen jännitteensäätö lukitaan. Jännitteensäätö lukitaan myös liiallisesta alijännitteestä. [29, s. 1089, 1093]

Molemmilla suojalaitteilla on mahdollista ohjata käämikytkimen askellusta joko manuaalisesti tai automaattisesti. Suojalaitteilta on johdotettu ohjaussignaalit käämikytkimen askeleen ohjaamiseksi ylös tai alas, eli jännitteen nostamiseksi tai laskemiseksi. Käämikytkimeltä tuodaan paluutietona hälytyksiä sekä kulloinkin käytössä olevan portaan asentotieto. Asentotieto tuodaan suojalaitteille analogisena virtatietona suojalaitteiden mA-moduuleihin (alaluku 6.3.3). Käämikytkimen 19 asentoa on esitetty virta-arvoina välillä 4–20 mA, ja suojalaite muuttaa virta-arvon asentotietoa vastaavaksi kokonaisluokarvoksi. Käämikytkimen asentotieto on viety suojalaitteiden LCD-näytöille sekä kaukokäyttöön.

Käämikytkimen askelluksen ohjaussignaalit on johdotettu molemmilta suojalaitteilta kuvan 16 mukaisesti.



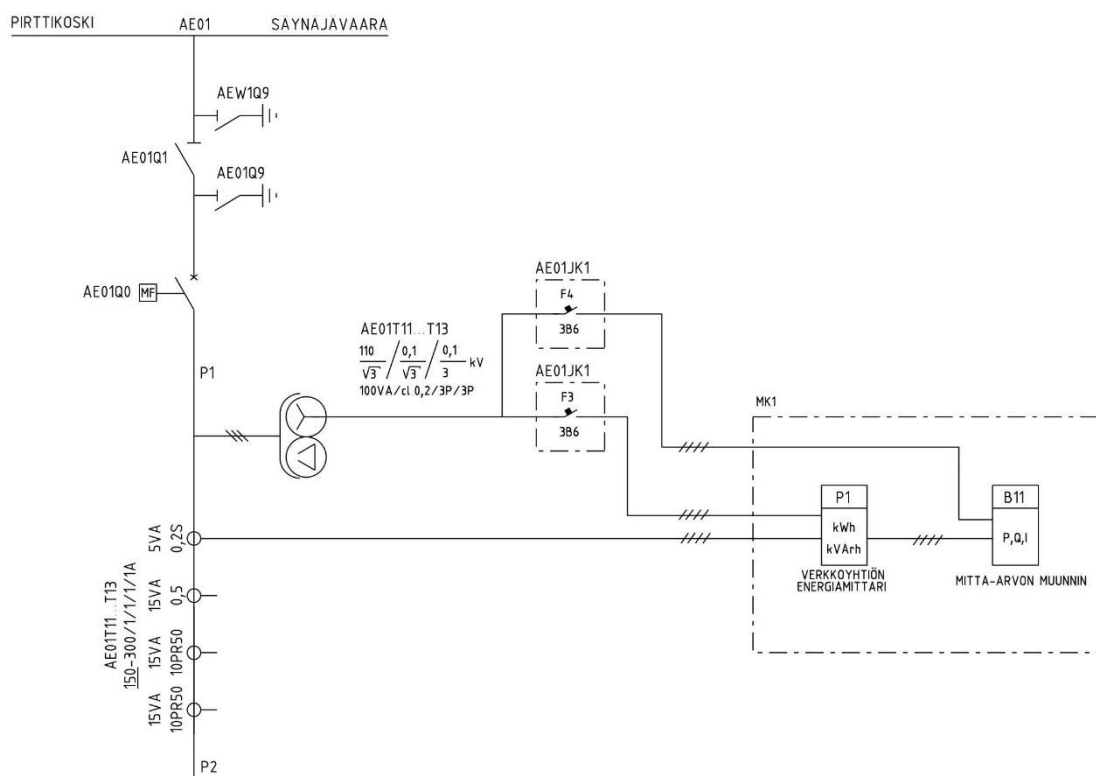
**Kuva 16.** Suojalaitteiden F1 ja F2 ulostulokoskettimet käämikytkimen askelluksen ohjaamiseksi.

Suojalaitteiden jännitteensäädön ulostulokoskettimet ovat kytketty myös käämikytkimen ohjauspiirissä rinnan. Käämikytkimen käsinohjauksen voi tehdä paikallisohjauksena asemalla tai kauko-ohjauksena käytönvalvonnasta. Paikallisohtaus tehdään joko relekaapin OT1 suojalaitteilta tai ulkokentältä käämikytkimen ohjainkotelolta. Käämikytkimen ohjaustila tulee vaihtaa suojalaitteessa ennen käsinohjausta automaattikäytöltä käsikäytölle. Suojalaitteelta ohjattaessa paikallisohtaus tehdään oletusarvoisesti pääsuojalaitteelta OT1.F1. Käämikytkimen paikallisohtaus on kuitenkin mahdollista tehdä molemmilta suojalaitteilta.

Automaattinen jännitteensäätöfunktio on kytketty päälle molemmissa suojalaitteissa, mutta kauko-ohjaukset on toteutettu katkaisijoiden kauko-ohjausten tapaan vain pääsuojalaitteella OT1.F1. Koska pääsuojalaitteen vikaantuessa aseman kauko-ohjaukset menetetään, on pääsuojalaitteen käämikytkimen ohjaustila asetettu automaattikäytölle ja varasuojalaitteen OT1.F2 käämikytkimen ohjaustila käsikäytölle. Pääsuojalaitteen vikaantuessa muuntajan käämikytkimen ohjaustila siirtyy näin ollen käsikäytölle, jolloin automaattisen jännitteensäädön käyttöönotto vaati varasuojalaitteen käämikytkimen ohjaustilan vaihtamista käsikäytöltä automaattikäytölle. Ohjaustila vaihdetaan joko paikallisohjauksena suojalaitteelta tai kauko-ohjauksella käyttökeskuksesta. Varasuojalaitteen kauko-ohjaus edellyttää ensin ala-aseman konfiguraatiomuutosta. Kaukokäytön ja ohjausten erityispiirteisiin palataan alaluvussa 7.1.7.

### 7.1.5 Mittaukset

Sähköaseman 110 kV ja 20 kV analogiamittauksiin (jännite-, virta-, pätöteho- ja loistehomittaus) käytetään sekä erillistä mitta-arvonmuunninta että aseman suojalaitteita. 110 kV:n kentän kaukokäytön mittaukset toteutettiin erillisellä IEC 61850 -väylään liitettävällä mitta-arvonmuuntimella, jolle virta- ja jännitemittaukset tuodaan kombimuuntajalta kuvan 17 mukaisesti.



**Kuva 17.** 110 kV mitta-arvonmuuntimen kytkennän periaatekuva.

110 kV kentän kombimuuntajissa on neljä virtamuuntajasydäntä, joista yksi on suu-  
remman tarkkuusluokan mittaussydän ja varattu verkkoyhtiön energian laskutusmit-



taukseen. Tähän mittaussydämeen on kytketty verkkoyhtiön etäluettavan energiamittarin lisäksi mittaustiedot käytönvalvontaan toimittava mitta-arvonmuunnin. Mitta-arvonmuunnin sijaitsee energiamittarin kanssa aseman laitetilän mittaaukskaapissa (MK1). Vaihevirtojen lisäksi mitta-arvonmuuntimelle on johdotettu 110 kV kentän vaihejännitteet. Mittaustiedot (jännite-, virta-, pätöteho- ja loistehomittaus) siirtyvät muuntimelta IEC 61850 -asemaväylässä kaukokäytön ala-asemalle ja ala-asemalta protokollamuutoksen jälkeen käytönvalvontaan. Suojalaitteille kaikki virtamittaukset on johdotettu virtamuuntajien suojaussydämiltä. 110 kV mittaukset olisi mahdollista siirtää kaukokäyttöön myös suojaussydämiltä johdotettujen mittaustietojen perusteella, mutta mittaussydämen paremman tarkkuuden perusteella 110 kV liityntäpisteen mittaukset toimitetaan kaukokäyttöön erilliseltä mitta-arvonmuuntimelta.

110 kV kentän virtamittaukset olisi ollut mahdollista johdottaa suojalaitteille myös kombimuuntajan mittaussydämeltä, mutta tällöin molempiin suojalaitteisiin olisi pitänyt hankkia ylimääräiset laajennusmoduulit mittaukseen soveltuvilla virtakäämeillä. Toteutuksen todellisenä rajoitteena oli 3-vaiheisten virtamittauspisteiden enimmäismäärä, joka oli valitulla suojalaitteella (7UT86) viisi mittauspistettä (alaluku 7.2.2). Tällöin 20 kV kojeiston laajennusvaraksi suunniteltua kolmatta johtolähtökennoa ei olisi mahdollista suojata nykyisellä laitevalinnalla. Tämän rajoitteen sekä yksinkertaisemman ja kustannustehokkaamman toteutuksen perusteella virtamittaukset johdotettiin kombimuuntajien mittaussydämiltä erilliselle mitta-arvonmuuntimelle.

20 kV kojeiston kennoista BJ01, BJ03 ja BJ04 mitataan vaihevirratt virtamuuntajien suojaussydämiltä. Virtamuuntajien suojaussydämet on kahdennettu ja mittaukset tuodaan suojalaitteille eri suojaussydämiltä. Johtolähtökennoista (BJ03 ja BJ04) mitataan vaihevirtojen lisäksi nollavirratt erillisillä kaapelivirtamuuntajilla. 20 kV kiskon vaihejännitteet ja nollajännite mitataan syöttökennon kiskojaännitemuuntajalta. 20 kV mittaukset toimitetaan kaukokäyttöön vain pääsuojalaitteelta. Kaikki mittaukset on viety myös suojalaitteiden LCD-näytöille.

### 7.1.6 Hälytykset ja merkinannot

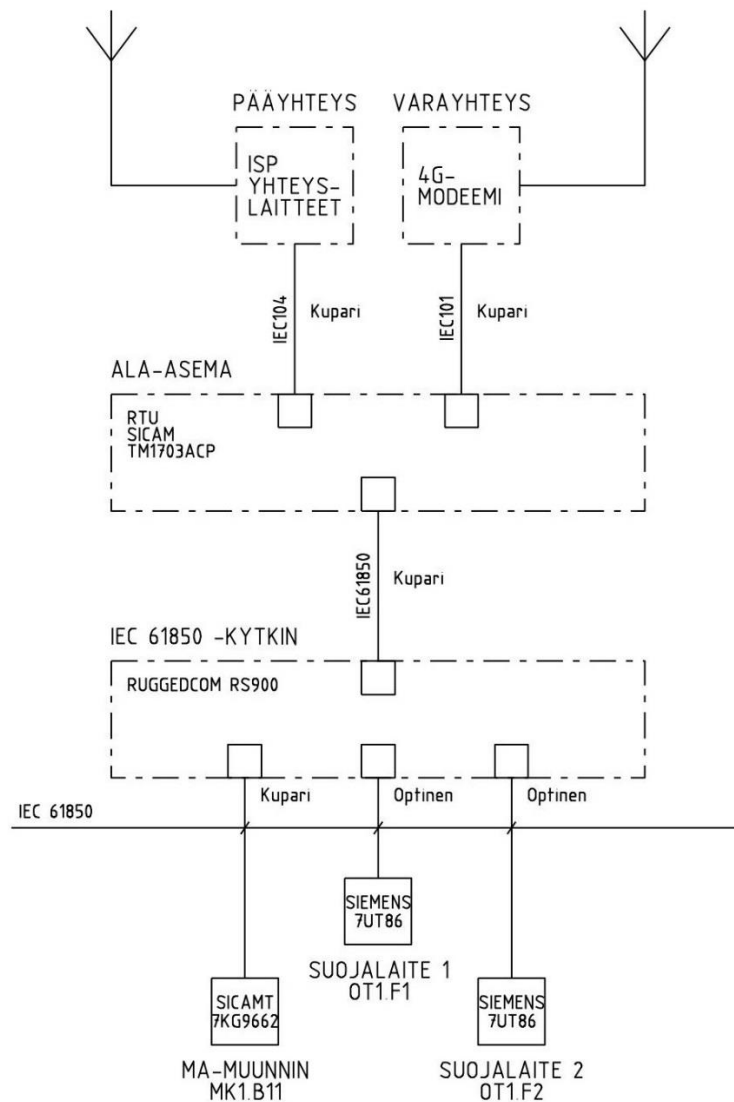
Sähköaseman kaikki kenttä- ja kennokohtaiset hälytykset, merkinannot ja tilatiedot on johdotettu identtisesti molemmille suojalaitteille. Suojalaitteiden sisäänmenoihin on johdotettu myös aseman muut hälytys- ja vikailmoitukset, esimerkiksi tasasähköjärjestelmän, vaihtosähköjärjestelmän ja paloilmoinjärjestelmän hälytykset. Kojneiden ja komponenttien hälytys- ja merkinantokoskettimia ei ole erikseen kahdennettu, vaan signaalit monistetaan suojalaitteille relekaapin riviliittimillä.

Aseman hälytykset, merkinannot sekä kytkinlaitteiden tilatiedot on esitetty myös visuaalisesti joko suojalaitteiden LCD-näytöillä tai suojalaitteiden ohjauspaneelien ohjelmoitavilla LED-valoilla. Visualisoinnilla helpotetaan sähköaseman käyttö- ja kunnossapitohenkilöstön työskentelyä asemalla ja mahdollistetaan nopea tilannekuvan luominen

aseman toiminnoista. Kaikki suojalaitteille tuodut hälytys- ja merkinantosignaalit vietään myös kaukokäyttöön. Kaukokäytön erityispiirteitä on kuvattu enemmän seuraavassa luvussa.

### 7.1.7 Tietoliikenne ja kaukokäyttö

Sähköaseman pienen koon, käyttötarkoituksen ja IEC 61850 -väylään liitettävien laitteiden vähäisen lukumäärän perusteella asemaväylän toteutukseksi valittiin yksinkertainen yhden kytkimen tähtitopologiatoteutus kuvan 18 mukaisesti.



**Kuva 18.** Aseman tietoliikennekaavio ja laitteiden kytkeytyminen kaukokäyttöön

Sähköaseman suojalaitteet OT1.F1 ja OT1.F2 sekä 110 kV kentän mitta-arvonmuunnin MK1.B11 liittyvät sähköaseman IEC 61850 -asemaväylään säteittäisesti. Suojalaitteet liittyvät IEC 61850 -kytkimeen optisella monimuotokuidulla (FXMMS 2GKT, LC/LC) ja mitta-arvonmuunnin liittyy kytkimeen suoraan kytketyllä kuparikaapelilla (CAT6,

RJ45). Redundanttiset väylätopologiat todettiin projektin osalta ylimitoitetuiksi vaihtoehtoiksi, koska sähköasema ei ole Carunan verkon kannalta kriittinen, asema on pieni ja väylään liitettävien laitteiden lukumäärä on vähäinen. Lisäksi molemmat suojalaitteet toimittavat asemaväylään saman informaation, eikä asemaväylää käytetä suojaustoimintojen toteuttamiseen suojalaitteiden välillä. Asemaväylän signaalit palvelevat puhtaasti sähköaseman käytönvalvontaa ja aseman kauko-ohjausta. Lisäksi redundanttisella asemaväylätoteutuksella kaukokäytön ala-aseman vikaantuminen katkaisisi yhteyden käytönvalvontaan joka tapauksessa.

Aseman IEC 61850 -kytkimessä (Ruggedcom RS900) on yhteensä kahdeksan porttia, joista kuusi ovat sähköisiä RJ45-portteja ja kaksi on optisia LC-portteja. Suojalaitteisiin on valittu tilauksen yhteydessä optiset Ethernet-liikennöintimoduulit kahdella LC-kuituportilla. Ethernet-moduuleissa on integroitu kytkintoiminnallisuus, jonka avulla suojalaitteet olisi mahdollista kytkeä esimerkiksi fyysiseen kuiturenkaaseen [28]. Redundanttiin väylätoteutuksen osalta kytkin olisi tukenut fyysisen rengasverkon toteuttamista myös RSTP-protokollalla (Rapid Spanning Tree Protocol). HSR (High-availability Seamless Redundancy) tai PRP (Parallel Redundancy Protocol) -redundanssi-protokollia kytkin ei tue. 7UT86-suojalaitteet tukevat kaikkia edellä mainittuja redundanssi-protokollia. Verkkotopologioihin ja eri protokollavaihtoehtoihin ei paneuduta tämän syvällisemmin projektiin valitun yksinkertaisen tähtitopologian vuoksi.

Kaukokäytön ala-asemana (RTU) sähköasemalla on Siemensin SICAM TM 1703 ACP. Tiedonsiirto aseman sisällä ala-aseman, suojalaitteiden ja mitta-arvonmuuntimen välillä tapahtuu IEC 61850 -asemaväylässä. Tiedonsiirtoon ala-aseman ja käytönvalvonnan välillä käytetään eri tiedonsiirtoprotokollia kuin aseman sisällä, joten tiedon siirtämiseksi ala-aseman on tehtävä tarvittavat protokollamuunnokset. Tiedonsiirto ala-aseman ja käytönvalvonnan välillä on varmennettu ja data siirretään oletusarvoisesti kaukokäytön pääyhteydellä tai vaihtoehtoisesti varayhteydellä. Sähköaseman haastavan sijainnin ja pitkien etäisyyksien takia kaukokäytön pääyhteys on toteutettu radiolinkillä ja tiedonsiirtoon käytetään Ethernet -pohjaista IEC 60870-5-104 -protokollaa. Pääyhteyden katketessa tietoliikenne siirtyy automaattisesti varayhteydelle, joka on toteutettu 4G-modeemilla, ja jolla tiedonsiirtoprotokollana käytetään sarjaliikenteistä IEC 60870-5-101 -protokollaa.

Koska suojalaitteet ovat identtiset (kahdennettu), toimitetaan kaukokäytön ala-asemalle kytkinlaitteiden tilatiedot, aseman hälytykset ja suojaustoimintojen havahtumiset sekä laukaisutiedot identtisinä molemmilta suojalaitteilta. Käytönvalvontaan kaikkea informaatiota ei ole mielekästä toimittaa kahtena. Näin ollen kytkinlaitteiden tilatiedot sekä aseman hälytykset toimitetaan vain yhdeltä suojalaitteelta (oletuksena pääsuojalaitteelta). Suojaustoimintojen havahtumis- ja laukaisutiedot toimitetaan molemmilta suojalaitteilta, koska tällöin suojausinformaatio tulee perille huolimatta suojalaitteiden toimintaviiveiden eroista tai suojalaitteen ja asemaväylän kytkimen välisestä väyläkatkoksesta.

Kuunneltavan laitteen valinta on toteutettu suojalaitteiden ja ala-aseman sisäisessä logiikassa. Tilatiedot ja hälytykset siirretään ala-asemalta käytönvalvontaan oletusarvoisesti vain pääsuojalaitteen OT1.F1 väläysignaaleista. Pääsuojalaitteen vikaantuessa ala-asema siirtää kytkinlaitteiden tilatiedot ja aseman hälytykset käytönvalvontaan automaattisesti varasuojalaitteelta OT1.F2. Ala-asema valitsee kuunneltavan laitteen suojalaitteiden logiikassa toteutetun sisäisen master/slave -tilatiedon perusteella, ja toimittaa kaukokäyttöön vain master-laitteen signaalit. Valintalogiikka on toteutettu vain hälytys- ja tilatietosignaaleihin. Varasuojalaite vaihtaa master-tilaan pääsuojalaitteen vikaantuessa tai manuaalisesti suojalaitteen funktiopainikkeilta asetettaessa. Master-laitteen valinta on mahdollista tehdä molempien suojalaitteiden funktiopainikkeilta, mutta valinta ei ole mahdollinen kauko-ohjauksena. Kun molemmat suojalaitteet ovat toiminnassa, on pääsuojalaite aina oletuksena master-tilassa.

Kauko-ohjauksia ei ole kahdennettu; kaukokäytön ala-asema välittää kauko-ohjaukset suoraan pääsuojalaitteelle. Ohjaussignaaleja ovat sähköaseman neljän katkaisijan auki- ja kiinniohjaukset, käämikytkimen ohjaustilan vaihtaminen sekä käämikytkimen asennon ohjaaminen. Suojalaitteille ohjauspiirit on johdotettu identtisesti, jolloin paikallisohjaukset onnistuvat molemmilta suojalaitteilta. Alkuperäisenä tarkoituksena oli kahdentaa myös kauko-ohjaukset, mutta monimutkaisen ja tältä osin keskeneräiseksi jääneen kaukokäytön ala-aseman konfiguraation perusteella aseman ohjaukset toteutettiin käyttöönottokeistuksissa vain pääsuojalaitteelle. Nyt pääsuojalaitteen vikaantuessa ohjauksien käyttöönottaminen varasuojalaitteelta edellyttää ala-aseman konfiguraatiomuutoksen ja käynnin sähköasemalla.

## 7.2 Suojalaitteiden konfigurointi

Suojalaitteiden konfiguraatioiden laatiminen aloitetaan toisiosuunnittelun ollessa riittävän pitkällä, sillä lähtötiedoiksi tarvitaan järjestelmän rakenteen ja komponenttien teknisten tietojen lisäksi (pääkaaviot, tehdaskoestuspöytäkirjat) suojalaitteiden fyysisten liityntöjen jaottelu (piirikaaviot) eli käytetyt sisäänmenot ja ulostulot. Toisiopiirisuunnittelun ohessa valmistuvat myös sähköaseman suojauskaaviot, lukituskaaviot sekä signaalilista. Suojauskaavioista nähdään suojalaitteiden liittyminen suojausjärjestelmään, mutta konfiguroinnin kannalta suojauskaavioiden oleellista tietoa ovat kenttien/kennojen suojausfunktiot sekä suojausfunktioiden ja sähköaseman katkaisijoiden välinen koordinaatio. Lukituskaavioiden perusteella rakennetaan kytkinlaitteiden lukitusehdot ja signaalilistasta nähdään sähköaseman ja kaukokäytön väliset signaalit.

Konfiguroinnin oleellisimmat työvaiheet ovat ohjelmakonfiguraation rakentaminen ja suojalaitteen parametointi, mukaan lukien suojausfunktioiden asetteluarvojen asettaminen. Asetteluarvot syötetään konfiguraatioon yleensä viimeiseksi. Toimitusprojektin suojalaitteiden konfigurointityötä yksinkertaistaa suojalaitteiden kahdentaminen, sillä suojalaitteiden konfiguraatiot ovat pääosin identtiset. Ensimmäisen suojalaitteen konfiguraatio voidaan rakentaa konfigurointiohjelmassa valmiiksi ja luoda valmiista konfigu-

raatiosta ohjelman *projektitiedostoon* laitekopio. Laitekopiosta muokataan aseman toinen suojalaite, ja konfiguraatio muutetaan tarvittavilta osin. Oleelliset muutokset ovat suojalaitteen tunnus, IP-osoite ja logiikalla rakennettu master/slave -tilatietologiikka (alaluku 7.1.7). Seuraavissa alaluvuissa kuvataan SIPROTEC 5 -laitteiden konfiguraatioohjelmisto sekä konfiguraation laatimisen työjärjestys pääkohdittain.

## 7.2.1 Konfigurointiohjelmisto

SIPROTEC 5 -sarjan laitteet konfiguroidaan DIGSI 5 -ohjelmalla. Ohjelmalla voidaan muokata fyysisen laitekokoonpanon mallia, rakentaa ohjelmistokonfiguraatio, syöttää asetteluarvot sekä käsitellä suojalaitteen diagnostiikkaa ja häiriötallenteita. Ohjelmasta on olemassa kolme eri versiota: DIGSI 5 Compact, Standard ja Premium. Ohjelmaversiot eroavat toisistaan käytettävissä olevien toimintojen laajuudessa. Compact-versio mahdollistaa konfiroinnin perustoiminnot, kuten asetteluarvojen muuttamisen ja prosessitietojen lukemisen suojalaitteelta. Standard ja Premium -versiot mahdollistavat monipuolisempien ohjelmistokonfiguraatioiden rakentamisen ja IEC 61850 -tuen. Premium-versio tarjoaa lisäksi suojalaitteen testausohjelman, häiriötallenteiden analysointityökalun sekä monipuolisemman IEC 61850 -suunnittelun. [27, s. 12] Toimitusprojektissa käytettiin DIGSI 5 Premium -versiota.

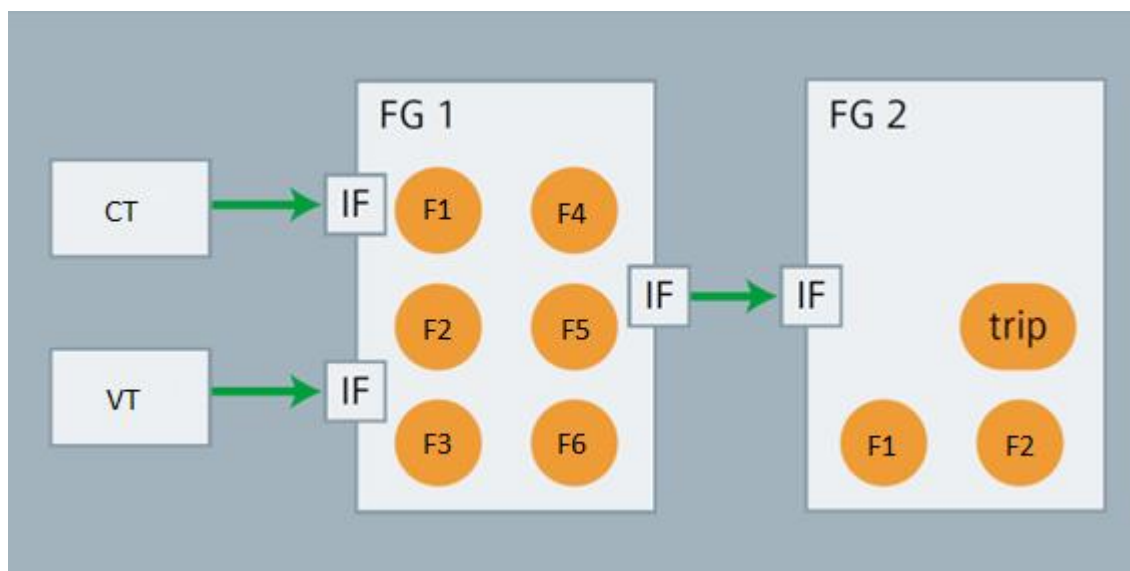
DIGSI-ohjelmassa voi työskennellä sekä offline- että online-tilassa. Offline-tilassa voi luoda ohjelmakonfiguraatioita, muokata olemassa olevan DIGSI-projektin laitteiden parametreja tai käsitellä SIPROTEC 5 -laitteilta DIGSI-ohjelmaan aiemmin siirrettyä prosessidataa esimerkiksi tapahtumalistoja tai häiriötallenteita. Offline-tilassa työskentely ei edellytä yhteyttä laitteeseen. Online-tilassa SIPROTEC 5 -laitteen ja DIGSI 5 -ohjelman sisältävän päätelaitteen välille muodostetaan yhteys, jolloin DIGSI-projektista on mahdollista siirtää esimerkiksi asettelumuutokset suojalaitteelle tai ladata suojalaitteelta häiriötallenteet tietokoneelle. [27, s. 13] DIGSI 5 on ohjelmana suhteellisen nopeasti omaksuttavissa ja relekonfiguraatioiden rakentaminen on suoraviivaista, kun tutustuu ohjelman toimintalogiikkaan, oppii loogisen työjärjestyksen ja ohjelman valikkorakenteet.

## 7.2.2 Konfiguraatio

SIPROTEC 5 -laitteiden toimintojen määrittäminen perustuu ohjelmakonfiguraation (Application) rakentamiseen. Ohjelmakonfiguraatio rakennetaan loogisista toimilohkoista (Function Group), ja näiden alle ryhmiteltävistä toiminnoista (Function). Toimilohkoja ja toimintoja lisäämällä voidaan rakentaa kuhunkin käyttötarkoitukseen sopiva ohjelmakonfiguraatio (Application). Yksi toimilohko kuvaa yhtä suojattavan järjestelmän osaa tai järjestelmän fyysistä komponenttia. Näin ollen toimilohkoja valitaan ohjelmakonfiguraatioon todellisia vastineita vastaava lukumäärä. [27, s. 17–18]

Toimilohkotyyppejä on erilaisia: suojaus-toimilohkot (Protection function groups) ja katkaisija-toimilohkot (Circuit-breaker function groups). Ensimmäiseen kuuluvat esimerkiksi johtolähtö- ja muuntajatyypiset toimilohkot ja jälkimmäiseen esimerkiksi katkaisija- ja erotintyyppiset toimilohkot. Toimilohkotyyppejä on myös muihin käyttötarkoituksiin, esimerkiksi häiriötallennukseen. Käytettävissä olevat toimilohkot riippuvat käytetystä laitetypistä. [29, s. 45]

Toimilohkoja voidaan laajentaa lisäämällä niihin toimintoja, esimerkiksi suojaustoimintoja. Jokaisella toimilohkolla on lisäksi yksi tai useampi rajapinta mittaustietojen tai laukaisu- ja ohjauskäskyjen vaihtamiseksi. Rajapintojen avulla toimilohkot ja toimilohkojen toiminnot voivat vaihtaa tietoa keskenään. [27, s. 18] Kuvassa 19 on esitetty yksinkertaistettu malli SIPROTEC 5 -laitteen ohjelmakonfiguraation rakenteesta sekä ohjelmakonfiguraation toimilohkojen ja toimintojen välisistä rajapinnoista.



**Kuva 19.** Yksinkertaistettu esimerkkikuvaus SIPROTEC 5 -laitteen ohjelmakonfiguraatiosta, perustuu lähteeseen [27, s. 18].

FG 1 ja FG 2 kuvaavat toimilohkoja ja numeroidut F-kirjaimet toimilohkojen toimintoja. CT ja VT kuvaavat virta- ja jännitemuuntajia. Tässä yhteydessä toimilohko FG 1 on suojaustoimilohko ja FG 2 on katkaisijatoimilohko. FG 1 voisi kuvata suojattavaa johtolähtöä ja FG 2 johtolähdön katkaisijaa. Kuvan IF-laatikot (Interface) kuvaavat loogisia mittauspisteitä, jotka toimivat rajapintoina primäärijärjestelmän mittamuuntajien (CT ja VT) ja ohjelmakonfiguraation (Application) loogisten toimilohkojen (Function group) välillä. [27, s. 18–19]

Yksi toimilohko voi olla yhdistettynä yhteen tai useampaan mittauspisteeseen ja kaikki toimilohkon mittauspisteet ovat toimilohkon toimintojen käytettävissä. Sama mittauspiste on mahdollista yhdistää myös useisiin eri toimilohkoihin, jolloin esimerkiksi 20 kV kiskojännitteen mittauspiste on konfiguroitavissa jokaisen 20 kV kennoa kuvaavan toimilohkon ja toimilohkon suojausfunktion käyttöön. Mittauspisteiden ja toimilohkojen

väliset riippuvuudet rakennetaan ohjelmakonfiguraatiossa, jolloin fyysiset virta- tai jännitesisäänmenot eivät ole sidottuja ennalta määrättyihin suojausfunktioihin. Ohjelma-konfiguraation mukauttamismahdollisuudet ja toimilohkoihin perustuva konfigurointifi-losafia mahdollistavat useiden suojaustoimintojen toteuttamisen ja näin ollen useiden kytkinlaitoskenttien suojaamisen samalla suojalaitteella. [27, s. 18–19][29, s. 45]

Mittauspisteille on kuitenkin määritelty laitekohtaiset enimmäismäärät ja taulukossa 6 on esitetty SIPROTEC 5 muuntajadifferentiaalisuojien eri versioiden 3- ja 1-vaiheisten virta- ja jännitemittauspisteiden enimmäismäärät.

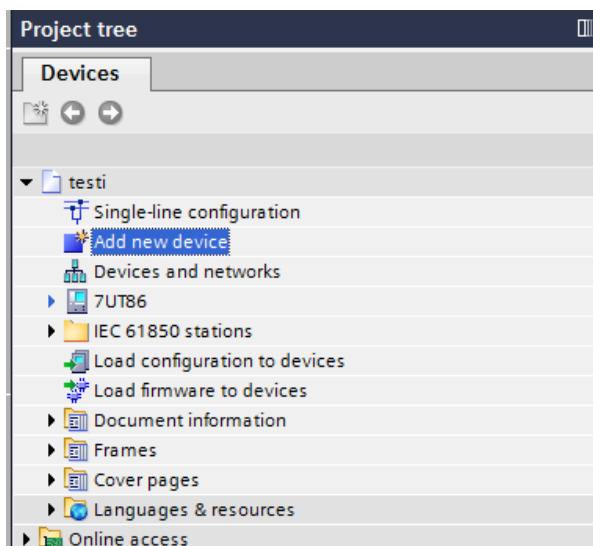
**Taulukko 6.** SIPROTEC 5 muuntajasuojien mittauspisteiden lukumäärät, perustuu läh-teeseen [29, s. 174].

Laite	Mittauspisteiden lukumäärä			
	I-3v	I-1v	V-3v	V-1v
7UT82	2	2	-	-
7UT85	4	3	2	2
<b>7UT86</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
7UT87	7	5	3	3

Toimitusprojektissa suojalaitteen (7UT86) mittauspisteistä on käytetty neljä 3-vaiheista virtamittauspistettä ja kaksi 3-vaiheista jännitemittauspistettä. 3-vaiheiset mittauspisteet sisältävät myös nollavirran ja nollajännitteen. Näin ollen virtamittauksia on mahdollista tuoda yhteensä viideltä 3-vaiheiselta virtamuuntajalta. SIPROTEC 5 -muuntajadifferentiaalisuojan laajimmassa mallissa (7UT87) 3-vaiheisten virtamittaus-pisteiden enimmäismäärä on seitsemän. Vaikka mittauspisteiden enimmäismäärä on rajoitettu, voi samaa mittauspistettä hyödyntää eri toimilohkoissa. Ohjelmakonfiguraati-oon voi lisätä toimilohkoja ja toimintoja ostettujen funktiopisteiden sallimissa rajoissa ja samoja toimilohkoja voi käyttää samassa ohjelmakonfiguraatiossa useita kertoja. [27, s. 18–19]

### 7.2.3 Konfigurointi

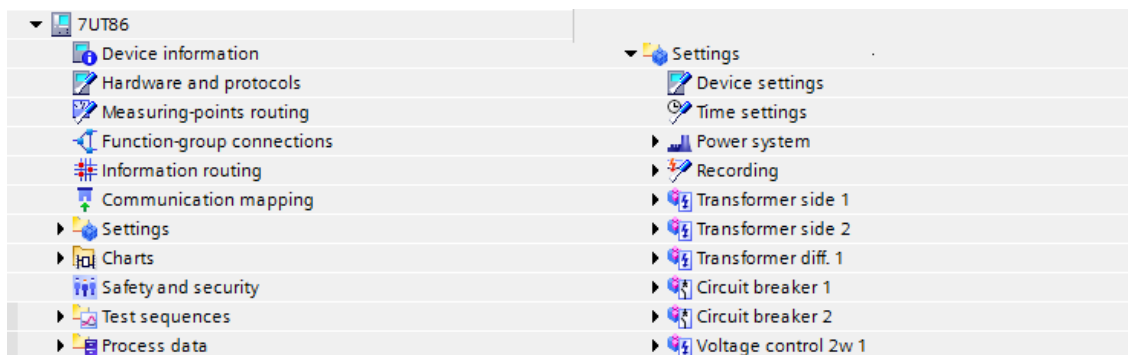
Suojalaitteen konfigurointi aloitetaan luomalla DIGSI 5 -ohjelmassa uusi projekti. Tä-män jälkeen projektitiedostoon lisätään halutut SIPROTEC 5 -laitteet. Toimitusprojek-tiin tilattujen suojalaitteiden lisääminen DIGSI-projektiin oli helppoa, sillä tilausvai-heessa jokaisen uuden laitekokoonpanon määrittelyn päätteeksi luodaan yksilöllinen tuotekoodi, jonka avulla valmis kokoonpano voidaan tuoda suoraan projektitiedostoon. Ennen laitteen lisäämistä projektiin, tulee DIGSI 5 -ohjelmaan asentaa lisättävän suoja-laitetyypin laiteajurit. DIGSI 5 -ohjelman projektitiedoston projektipuunäkymä on esi-tetty kuvassa 20.



**Kuva 20.** DIGSI 5 -ohjelman projektipuunäkymä.

Jokaiselle projektiin lisättävälle laitteelle on lisäksi valittava valmis ohjelmakonfiguraatiopohja (Application Template). Ohjelmakonfiguraatiopohjassa on määritelty valmiiksi käyttötarkoitustaan vastaavat perustoimilohkot (Function Group), toiminnot (Function) ja näiden väliset rajapinnat (Interface). Näin ollen jokainen SIPROTEC 5 -laite on periaatteessa käyttövalmis jo sellaisenaan. Esikonfiguroitu ohjelmakonfiguraatio on kuitenkin käyttäjän vapaasti muokattavissa ja toimintojen lisääminen ja laajentaminen on mahdollista funktiopisteitä käyttämällä. Tilauksen yhteydessä ostetulla funktiopistekiinnityksellä voi laajentaa suojalaitteen ominaisuuksia. [27, s. 18–19][29, s. 50]

Konfiguraatiopohjaksi valittiin versio, jossa oli esikonfiguroituna muuntajan differentiaalisuojaus, katkaisijavikasuojauksen sekä automaattinen jännitteensäätö 2-käämiselle tehomuuntajalle. Ohjelmakonfiguraation valinta on pakollinen muodollisuus, jonka jälkeen konfiguraatio on vapaasti muokattavissa, ylimääräiset toiminnot poistettavissa ja puuttuvat toiminnot lisättävissä. Projektipuu näyttää ensimmäisen suojalaitteen lisäämisen jälkeen kuvan 21 mukaiselta.



**Kuva 21.** DIGSI 5 -ohjelman projektipuunäkymä suojalaitteen lisäyksen jälkeen.

Projektitiedoston luomisen ja suojalaitteen lisäämisen jälkeen määriteltiin laitteen yleiset asetukset. Kuvan 20 valikoista *Devices and networks* voi tarkastella projektiin lisä-



tyn laitteen fyysistä kokoonpanoa ja muokata sitä tarvittaessa. Valikosta määritellään lisäksi laitteen verkkoasetukset, verkon redundanssi- ja tiedonsiirtoprotokollat. Tässä projektissa käytettiin alaluvussa 7.1.7 esiteltyä yksinkertaista tähtitopologiaa ja aseman sisäiseen tiedonsiirtoon IEC 61850 -tiedonsiirtoprotokollaa. Huomionarvoista on, että fyysisen kokoonpanon ja DIGSI 5 -ohjelmassa mahdollisesti muutetun tai muokatun kokoonpanon tulee vastata toisiaan. Näin on oletusarvoisesti, mikäli laite on lisätty projektiin tuotekoodilla.

Yleisten asetusten määrittämisen jälkeen rakennettiin muu konfiguraatio. Laitteeseen lisättiin jännite- ja virtamittauspisteet, jotka reititettiin fyysisiin sisäänmenoihin toisiosuunnitelmien mukaisesti. Mittauspisteiden reititys tehtiin kuvan 21 *Measuring-points routing* -valikosta. Tämän jälkeen projektipuun *Settings* -valikon alle lisättiin tarvittavat toimilohkot (Function Group) DIGSI:n valmiista kirjastoista. Suojalaitteelle lisätyt ja uudelleennimettyt toimilohkot on esitetty kuvassa 22.

▼ Settings	▶ J01Q1
▶ Device settings	▶ J01Q9
▶ Time settings	▶ J02Q9
▶ Power system	▶ J03Q1
▶ Recording	▶ J03Q9
▶ Analog units	▶ J04Q1
▶ T1_110kV_puoli	▶ J04Q9
▶ T1_20kV_puoli	▶ JW1Q91
▶ Transformer diff. 1	▶ J02Q1
▶ E01Q0	▶ J01_suojaus
▶ J01Q0	▶ J03_suojaus
▶ J03Q0	▶ J04_suojaus
▶ J04Q0	▶ JW1_suojaus
▶ E01Q1	▶ Voltage control 2w 1
▶ E01Q9	▶ T1_suojat
▶ EW1Q9	▶ Halytykset

**Kuva 22.** Toimitusprojektin suojalaitteen uudelleennimettyt toimilohkot.

Jokaiselle suojattavalle kentälle/kennolle lisättiin oma toimilohko. Lisäksi 20 kV kiskolle (JW1\_suojaus), analogiamittauksille (Analog units), kytkinlaitteille ja jännitteensäädölle (Voltage control 2w 1) lisättiin omat toimilohkot. 110 kV kentän, 20 kV kiskon ja kennojen toimilohkoihin lisättiin alalukujen 7.1.1 ja 7.1.2 mukaiset suojaustoiminnot (Function). Toimintojen asetukset muutettiin vasta viimeisenä. Aseman hälytyksille (Halytykset) ja päämuuntajan ei-sähköisille suojille (T1\_suojat) lisättiin erilliset toimilohkot, jotka eivät sisällä toimintoja, vaan ainoastaan signaaleja. Huomioitavaa toimilohkojen lisäämisessä on niiden lisäämisjärjestys, joka ei ole jälkikäteen muutettavissa. Tällä ei ole vaikutusta laitteen toimintaan, vaan ainoastaan toimilohkojen esitysjärjestykseen projektitiedostossa.

Konfigurointivaiheessa kaikki funktiot – myös ne, joita ei tilausvaiheessa valittu – ovat vapaasti käytettävissä. Ohjelmakonfiguraatiota tehdessä jokainen valittu funktio kuluttaa funktiopisteitä ohjekirjassa ilmoitetun lukumäärän mukaisesti. Lisätoimintoja valittaessa tulee huolehtia, että laitetilauksen yhteydessä ostettua funktiopisteiden kokonaismäärää ei ylitetä. Funktiopisteitä voi ostaa jälkikäteen myös lisää, ja tällöin laitteen funktiopisteet päivitetään konfiguraatio-ohjelmalla. [26, s. 53–54].

Toimilohkojen ja toimintojen lisäämisen jälkeen määriteltiin eri toimilohkojen keskinäiset yhteydet sekä toimilohkojen ja mittauspisteiden yhteydet kuvan 21 *Function-group connections* -valikosta. Toimilohkojen ja mittauspisteiden määrittämisen osalta huomionarvoisinta on differentiaalisuojauksen suoja-alueen laajentaminen 20 kV syöttökennon virtamuuntajalta 20 kV johtolähtöjen virtamuuntajille. Differentiaalisuojauksen virtamittaus tuodaan 110 kV puolelta yhdestä mittauspisteestä ja 20 kV puolelta kahdesta mittauspisteestä. Näin ollen 20 kV syöttökennon virtamuuntajan virtamittausta ei hyödynnetä ollenkaan differentiaalisuojauksessa, vaan ainoastaan 20 kV syöttökennon ylivirtasuojauksissa. Myöskään 20 kV omakäyttökennosta ei tuoda virtamittauksia, ja tämä aiheuttaa lievää virhettä differentiaalisuojaukseen. Differentiaalisuojauksen virtamittauksen voi tuoda valitussa suojalaitteessa enimmillään neljästä mittauspisteestä [29, s. 200].

Tämän jälkeen signaalit reititettiin binäärisille sisäänmenoille, binäärisille ulostuloille, funktiopainikkeille, LED-merkkivaloille sekä tapahtumalistoilta ja häiriötallenteelle. Reititettäville tiedoille määritellään aina lähde (source) ja/tai kohde (destination). Reititettäviä tietoja ovat mittaukset, merkinannot ja ohjaukset. Lähteitä ovat binääriset sisäänmenot sekä funktiopainikkeet ja kohteita binääriset ulostulot, LED-merkkivalot, häiriötallenteet ja tapahtumalista. Tiedon reitittäminen lähteeseen tarkoittaa sitä, että lähteen aktivoituminen aktivoi siihen reititetyn tiedon, esimerkiksi binääriseen sisäänmenoon reititetty merkinanto aktivoituu sisäänmenon tilan saavuttaessa määrätyn tilan. Tiedon reitittäminen kohteeseen tarkoittaa, että reititetty tieto siirretään eteenpäin tai se aiheuttaa määrätyn reaktion, esimerkiksi LED-merkkivaloon reititetyn merkinannon aktivoituminen sytyttää LED-merkkivalon. [27, s. 73] Tiedot reititettiin *Information routing* -valikosta kuvan 23 mukaisesta matriisista.

Testi_Dtyö ▶ 7UT86_OT1F1 ▶ Information routing											
<div> <div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> <div></div> </div> <div>All entries</div> <div></div> </div>											
Information				<div>▶ Source</div> <div>▶ Binary input</div> <div>▶ Expansion module 8</div>							
Signals	Number	Type		8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7	8.8
(All)	(All)	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
▶ J01_suojaus	822										
▶ J03_suojaus	823										
▶ J04_suojaus	824										
▶ JW1_suojaus	811										
▶ Voltage control 2w 1	162										
▼ T1_suojat	851			*	*	*	*	*	*	*	*
▶ Reset LED Group	851.13381										
▶ T1_laukaisut_1	851.6361										
▶ T1_laukaisut_2	851.6362										
▼ T1_halytykset	851.6363			*	*	*	*	*	*	*	*
▶ Mode (controllable)	851.6363.51	ENC									
▶ Behavior	851.6363.52	ENS									
▶ Health	851.6363.53	ENS									
▶ T1 oljyn lampotila		SPS	H								
▶ T1 kaamin lampotila		SPS		H							
▶ T1 kaasurele		SPS			H						
▶ T1 oljyn korkeus		SPS				H					
▶ T1 KK oljyn korkeus		SPS					H				
▶ T1 AC vika		SPS						H			
▶ T1 KK vika		SPS							H		
▶ T1 KK kay		SPS								H	
▶ T1 suoja laukaissut		SPS									H
▶ T1 KK suoja laukaissut		SPS									

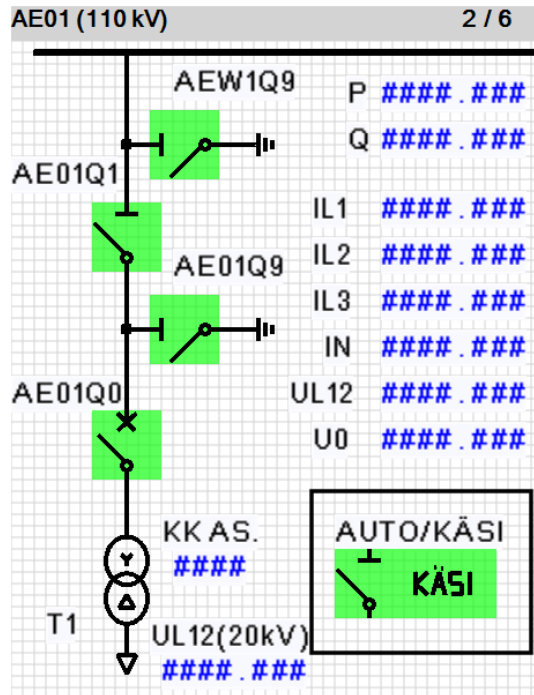
**Kuva 23.** Signaalien reititysmatriisi DIGSI 5 -ohjelmassa.

Puuttuvat signaalit lisätään matriisiin signaalilistan ja piirikaavioiden perusteella. Lisätävät tiedot voidaan ryhmitellä vapaasti haluttujen toimilohkojen alle. Piirikaavioista nähdään laitteeseen fyysisesti johdotetut signaalit ja signaalilistasta nähdään IEC 61850 -asemaväylässä kaukokäytön ala-asemalle lähetettävät signaalit. Matriisin avulla ei pysty rakentamaan yksittäisiin signaaleihin ehtorakenteita, vaan ehdot rakennetaan logiikkaohjelmoinnilla DIGSI 5 -ohjelman CFC-editorilla (Continuous Function Chart). Logiikkaohjelmoinnin jälkeen ehdolliset signaalit ovat käytettävissä ja reititettävissä reititysmatriisissa.

CFC-editorilla on mahdollista luoda suojalaitteeseen uusia toimintoja, esimerkiksi erotimien ja maadoituskytkimien lukitusehtoja, ylivirtasuojien momenttiportaiden lukitusehtoja, summahälytyksiä tai yksittäisten hälytysten viivästämisiä. [27, s. 85] Toimitusprojektissa CFC-logiikalla toteutettiin 110 kV kentän erotinlaitteiden lukitusehdot, 20 kV johtolähtöjen ja syöttökennon ylivirtasuojien lukitukset, eroonkytkentäsuojauksen ehdot, ryhmähälytykset, hälytysten viivästykset, käämikytkimen manuaalinen ohjaus funktiopainikkeilta, päämuuntajan suojien laukaisut sekä käämikytkimen asentotiedon

käsittely (alaluku 7.3.2). Lisäksi logiikassa luotiin sisäinen master/slave -tilatieto (alaluku 7.1.7).

Paikallisohtauksen helpottamiseksi ja visuaalisen informaation lisäämiseksi suojalaitteiden LCD-näytöille ohjelmoitiin näyttösivut jokaisesta suojattavasta kentästä kuvan 24 mukaisesti.



**Kuva 24.** Suojalaitteen 110 kV kentän (AE01) näyttösivu.

Jokaisella näyttösivulla on esitetty kenttäkohtaiset kytkinlaitteet sekä kentän mittaustiedot. Näytöltä on nähtävissä myös kentän kytkinlaitteiden reaaliaikaiset asentotiedot. Moottoriohjattavia kytkinlaitteita, käämikytkimen ohjaustapaa ja käämikytkimen askelusta voidaan ohjata suoraan näyttönäkymästä suojalaitteen painikkeilla.

Viimeisenä konfigurointitoimenpiteenä on parametrien oikeellisuuden tarkistus, valittujen suojaustoimintojen tarkistus sekä suojaustoimintojen asetteluarvojen syöttäminen kohteelle laskettujen asetteluarvojen mukaisesti. Sähköaseman suojalaitteiden konfiguraatiot luotiin valmiiksi offline-tilassa ja ladattiin suojalaitteille toisiojärjestelmän asennus-/käyttöönottovaiheessa.

Konfiguroinnin aikana ilmeni useita toteutusteknisiä kysymyksiä, jotka liittyivät joko laitteen toimintaan tai haluttujen toimintojen toteuttamiseen. Nämä ratkesivat useimmiten ohjekirjoja lukemalla ja/tai muita konfiguraatiototeutuksia tutkimalla. Merkittävimmät konfiguroinnin aikana ilmenneet haasteet on esitetty alaluvussa 7.3.

## 7.2.4 Suojausasettelut

Toisiosuunnittelun ja suojalaitteiden konfiguroinnin ohessa suojattavalle kohteelle laskettiin myös suojausasettelut. Asetteluiden määrittämiseksi tulee tuntea verkon eri osien suurimmat ja pienimmät vikavirtatasot, verkon eri osien ja komponenttien oikosulku-kestoisuudet, nimellisvirrat sekä suurimmat kuormitusvirrat [1]. Tuulivoimalaitoksen suojauksen suunnittelusta ja asetteluiden määrittämisestä on Empower Oy:ssä teetetty erillinen diplomityö [17], joten verkostolaskennan ja asettelulaskennan periaatteiden tarkastelu on jätetty tämän työn ulkopuolelle. Tässä työssä ei oteta kantaa verkon komponenttien tai kaapeleiden mitoitukseen, vaan käydään läpi kohteen suojausasetteluissa huomioitavat asiat sekä asetteluiden erityispiirteet. Suojien asetteluarvojen määrittämiseksi vika- ja kuormitusvirtalaskelmat tehtiin NEPLAN-verkostolaskentaohjelmalla. Eri jännitetasoille valitut suojat ja suojien käyttötarkoitukset kuvattiin alaluvuissa 7.1.1 ja 7.1.2.

Alaluvun 6.2 mukaisesti sähköasemaa voidaan syöttää 110 kV voimajohdon molemmista suunnista. Normaalisissa kytkentätilanteissa liityntäsähköasemaa syötetään Pirttikoskelta, jolloin 110 kV verkko on sammutettu. Poikkeuskytkentätilanteissa syöttösuunta on Säynäjävaarasta, jolloin 110 kV verkko on osittain maadoitettu. 110 kV verkon maadoitustapa sekä sähköasemaa syöttävän 110 kV voimajohdon pituusero eri kytkentätilanteissa aiheuttavat vikavirtatasojen muuttumisen sähköaseman liittymispisteessä taulukon 7 mukaisesti.

**Taulukko 7.** Suurin ja pienin oikosulkuvirta Saukkovaaran sähköaseman liittymispisteessä (110 kV).

Kytchentätilanne	Syöttösuunta	Oikosulkuvirta Ik"
Minimitilanne	Säynäjävaara	0,6 kA
Maksimitilanne	Pirttikoski	1,81 kA

Suojauksen tulee toimia suojausalueellaan kaikissa verkon vikatilanteissa luotettavasti, selektiivisesti ja nopeasti (alaluku 3.1.1). 110 kV verkon molemmat syöttösuunnat tulevat suojausasetteluissa huomioiduksi, kun asettelulaskennassa käytetään sähköaseman liityntäpisteessä esiintyvää pienintä oikosulkuvirtaa ja 110 kV kentän suojien asetteluarvot valitaan 110 kV voimajohtoa syöttävien asemien varasuojien (ylivirtasuojien) ja maasulkusuojien asettelut huomioiden. Toimitusprojektin suojalaitteille määritettiin vain yksi asetteluryhmä, joka kattaa vikatilanteet edellä mainituissa kytkentätilanteissa. Sähköaseman 110 kV suojaus sovitettiin yhdenmukaiseksi syöttävän verkon suojausasetteluiden kanssa. Suojausasettelut hyväksyttiin myös verkonhaltijalla.

Tuulivoimalavalmistaja on valinnut voimaloiden suojareleet ja laskenut niille asettelut. Sähköaseman 20 kV suojien asetteluita määrittäessä tarkistetaan myös tuulivoimaloiden suojareleiden asettelut ja asetteluiden yhdenmukaisuus. Asetteluarvojen muutostarpeista keskustellaan yhteistyössä voimalavalmistajan kanssa. Tuulivoimaloiden suojareleiden

ensisijainen tarkoitus on suojata voimaloiden jännitteennostomuuntajia. Toimitusprojektin tuulivoimaloiden suojarleissa on käytössä ylivirtasuojaus ja nollavirtasuojaus, joiden asettelut ovat selektiivisiä voimalan jännitteennostomuuntajan alajännitepuolen vikasuojauksen kanssa. Tästä syystä säätövara voimaloiden 20 kV suojarleiden asetteluarvoissa on rajallinen. Asettelut ovat jokaisella tuulivoimalan suojarleellä identtiset, ja lähtökohtaisesti suositetaan voimalaitosvalmistajan laskemia oletusasetteluita. Toimitusprojektissa muutosehdotuksia esitettiin viivästämmän ylivirtaportaan ja maasulkusuojien asetteluarvoihin. Muutoksilla sovitaan tuulivoimaloiden relesuojaus tuulivoimalaitoksen keskijänniteverkon vikavirtatasoihin sopivaksi.

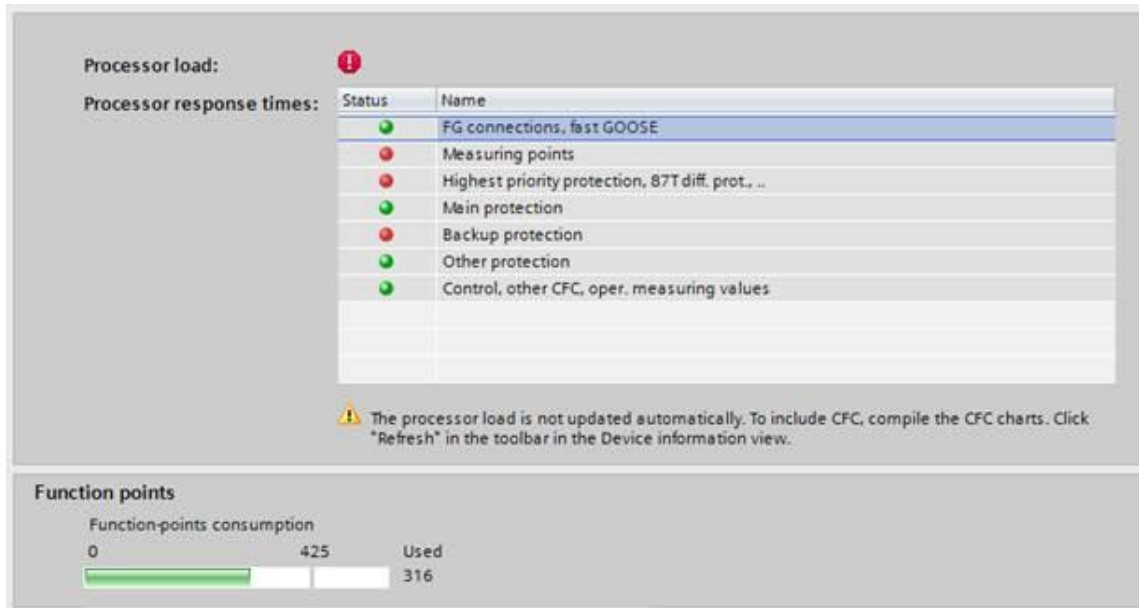
### 7.3 Haasteet projektin aikana

Projektin aikana konfiguroinnissa ja toisiosuunnittelussa nousi esille useita haasteita, joista monet liittyivät enemmän toteutusteknisiin valintoihin kuin varsinaisiin ongelmatilanteisiin. Työssä nostetaan esille kaksi suojalaitteiden konfigurointiin ja toimintaan liittyvää odottamatonta ongelmatilannetta. Luvussa ei käsitellä toisiosuunnittelun haasteita, mutta on syytä mainita, että suojausratkaisu vaikutti oleellisesti myös toisiopiirien suunnitteluun ja toteutukseen. Uusi toteutus piti huomioida erityisesti 20 kV kojeistotilauksen yhteydessä, sillä perinteiseen usean suojalaitteen toteutukseen verrattuna kojeistosta puuttuvat kennokohtaiset suojarleet. 20 kV kojeiston toisiopiirit muokattiin konseptiin sopivaksi yhdessä kojeistotoimittajan kanssa. Lisäksi kojeiston määrittelyssä ja aseman toisiosuunnittelussa jätettiin mahdollisuus vaihtaa takaisin perinteiseen usean suojalaitteen toteutukseen ylitsepääsemättömien ja odottamattomien toteutusongelmien varalta.

#### 7.3.1 Laitteen suorituskyky

Pahin yksittäinen ongelmatilanne ilmeni suojalaitteiden konfiguroinnin alkuvaiheessa, kun DIGSI 5 -ohjelma ilmoitti suojalaitteen suorituskyvyn riittämättömyydestä valituilla suojaustoiminnoilla. DIGSI 5 -ohjelmaan on integroitu sisäinen kuormitusmalli, jonka tarkoitus on estää laitteen ylikuormittaminen liian raskaalla ohjelmakonfiguraatiolla. Ohjelmasta voi tarkistaa käytettyjen funktiopisteiden lukumäärän ja laitteen suorituskyvyn rakennetulla ohjelmakonfiguraatiolla. [29, s. 1115]

Ongelma ilmeni, kun alustava konfiguraatio oli luotu, toimilohkot valittu ja suojaustoiminnot lisätty valittujen toimilohkojen alle. Kuormitusmallia tarkasteltaessa DIGSI 5 ilmoitti suojalaitteen prosessorin ylikuormittumisesta kuvan 25 mukaisesti.



**Kuva 25.** DIGSI 5 -ohjelman kuormitusmalli toimitusprojektin suojalaitteen ylikuormitustilanteessa.

Kuormitusmalli ilmoittaa prosessorin kuormituksesta (Processor load) vihreällä valolla, mikäli konfiguraatio ei ylikuormita laitetta tai punaisella huutomerkillä, mikäli konfiguraatio ylikuormittaa laitetta. [29, s. 1115] Kuvassa 25 prosessorin ylikuormitus on ilmoitettu punaisella huutomerkillä. Haasteellisempaa suorituskyvyn seurannasta tekee se, että kuormitusmalli ei päivity automaattisesti, vaan kuormitusmalli pitää tarkistaa ja päivittää manuaalisesti.

Kuvassa 25 muut värimerkein esitetyt rivit indikoivat prosessorin vasteaikoja eri toimintakokonaisuuksille. Kokonaisuudet on ryhmitelty listaksi reaaliaikavaatimusten mukaan laskevassa järjestyksessä [29, s. 1116]. Vihreä merkkivalo tarkoittaa, että kategori- aan ryhmiteltyjen toimintojen vasteajat ovat laitteen teknisissä tiedoissa ilmoitettujen mukaiset. Punainen merkkivalo tarkoittaa, että kategorian toiminnoilla voi olla pidem- mät vasteajat kuin laitteen teknisissä tiedoissa on määritelty. Prosessorin ylikuormitusti- lanteessa DIGSI 5 -ohjelma estää konfiguraation lataamisen suojalaitteeseen. Ongelman ratkaisemisen ainoa vaihtoehto on keventää konfiguraatiota poistamalla ylimääräisiä toimintoja käytöstä. [29, s. 1115]

Huomionarvoista on myös se, että laitteeseen ostetuista funktiopisteistä oli ylikuormi- tustilanteessa vielä neljäsosa käyttämättä. Lisäksi tilausvaiheessa laitekokoonpanon määrittelyssä käytettävä selainpohjainen konfiguraatiosovellus ei ota kantaa laitteen suorituskykyyn, vaan mahdollistaa funktiopisteiden maksimimäärän valitsemisen huo- limatta laitteen suorituskyvyn riittävydestä. Tilausvaiheessa kuitenkin mainitaan, että DIGSI 5 -ohjelma tarkistaa konfiguraation soveltuvuuden valitulle suojalaitteelle, ennen konfiguraation lataamista laitteeseen. Funktiopisteitä olisi mahdollista ostaa jopa 1400 kpl, vaikka laitteen suorituskyky ei riittäisi. Ylimääräiset funktiopisteet nostavat laitteen

hankintahintaa, joten ylimääräisten funktiopisteiden tarve on hyvä laskea tarkkaan. Toimitusprojektin suojalaitteisiin ostettiin 425 funktiopistettä, katso liite 3.

Tutkimisen jälkeen paljastui, että prosessorin ylikuormittumisen aiheutti 20 kV johtolähdöille valittu herkkä suunnattu maasulkusuojaus. Suojalaitteen tilausvaiheessa 20 kV johtolähtöjen virtamittauksiin valittiin herkät virtamittauskäämit ja konfiguraatiossa johtolähtöjen suunnattu maasulkusuojaus valittiin herkäksi. Herkät virtakäämit valittiin, koska tuulivoimalaitoksen 20 kV sisäverkko on maasta erotettu, ja sähköasemalta lähtee vain kaksi suhteellisen lyhyttä 20 kV johtolähtöä. Tällöin vikaresistanssin suuruudesta riippuen maasulun aikaiset suojalaitteiden mittaamat maasulkuvirrat saattavat jäädä pieniksi. Suojaus valittiin oletusarvoisesti herkäksi, koska tilausvaiheessa ei ollut tarkkoja laskelmia maasulkuvirtojen suuruuksista.

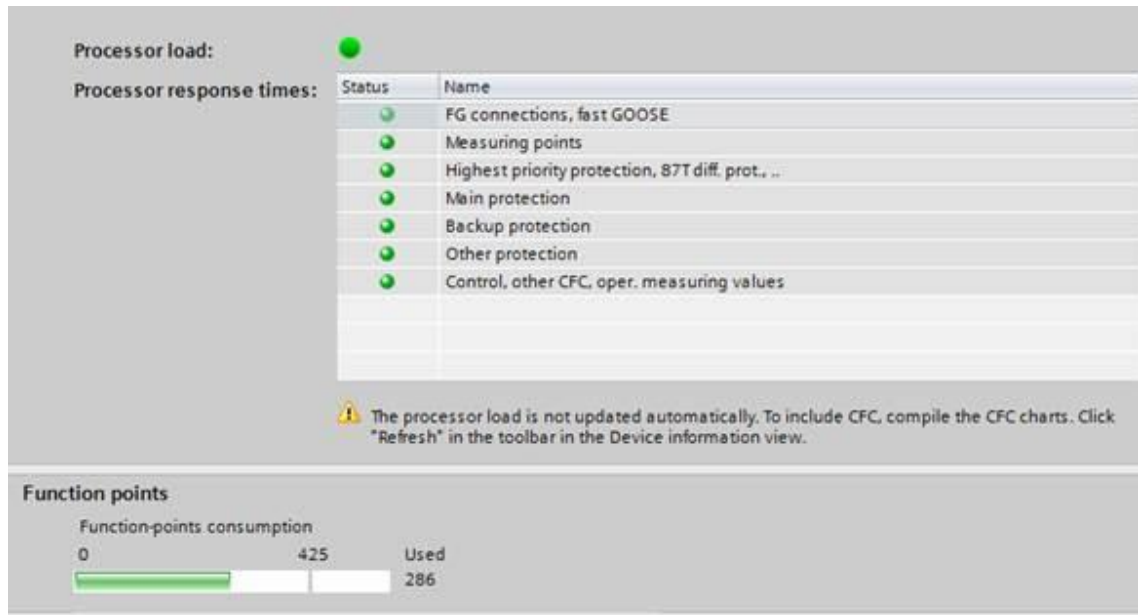
Suorituskykyongelma ratkesi vaihtamalla 20 kV johtolähtöjen toimilohkoista herkät suunnatut maasulkusuojaus -funktiot ei-herkiksi suunnatuiksi maasulkusuojaus -funktioiksi. Kuvassa 26 on esitetty molempien johtolähtöjen toimilohkot ja suojausfunktiot ennen ja jälkeen muutoksen.

▼ J03_suojaus	▼ J03_suojaus
General	General
Process monitor	Process monitor
50/51 OC-3ph-A1	50/51 OC-3ph-A1
67Ns Dir.sens GFP1	67N Dir.OC-gnd-A1
Circuit-breaker inter...	Circuit-breaker interaction
▼ J04_suojaus	▼ J04_suojaus
General	General
Process monitor	Process monitor
50/51 OC-3ph-A1	50/51 OC-3ph-A1
67Ns Dir.sens GFP1	67N Dir.OC-gnd-A1
Circuit-breaker inter...	Circuit-breaker interaction

**Kuva 26.** 20 kV johtolähtöjen BJ03 ja BJ04 toimilohkot ja suojausfunktiot.

Kuvassa 26 vasemmalla puolella on johtolähtöjen herkkä suunnattu maasulkusuojaus (67Ns Dir.sens GFP1) ja oikealla ei-herkkä suunnattu maasulkusuojaus (67N Dir.OC-gnd-A1). Kuvassa 27 on esitetty DIGSI 5 -ohjelman päivitetty kuormitusmalli edellä kuvatun muutoksen jälkeen.





**Kuva 27.** DIGSI 5 -ohjelman kuormitusmalli toimitusprojektin suojalaitteen lopullisella ohjelmakonfiguraatiolla.

Suojausfunktioiden vaihtaminen edellytti myös fyysisen laitekoonpanon muutosta. Modulaarisen rakenteen lisäksi suojalaitteen yksittäisten laajennusmoduulien virtaterminaalit ovat myös vaihdettavia, kuva 28. Näin ollen johtolähtöjen BJ03, BJ04 ja vara-johtolähdön BJ05 virtamittausten alkuperäisten virtaterminaalien (herkät virtakäämit) tilalle vaihdettiin uudet virtaterminaalit ei-herkillä virtakäämeillä.



**Kuva 28.** Toimitusprojektin toisen suojalaitteen ensimmäisen laiterivin takanäkymä.

Kuvassa 28 on korostettu suojalaitteen virtaterminaalit suojalaitteen laajennusmoduuliin asennettuna. Erilaisilla käämeillä olevat virtaterminaalit ovat ulkoisesti identtisiä, mutta eroavat mitattavan virran tarkkuudessa. 20 kV kojeiston johtolähtöjen kaapelivirtamuuntajien muuntosuhde on 50/1A, jolloin herkällä virtakäämillä ja herkällä suunnatulla maasulkusuojauksella virran asetteluarvo olisi voinut olla toisioarvona pienimmillään 0,001 A. Mitatun virran ensiöarvo olisi tällöin 20 kV jännitetasossa 0,05 A. Toisin sanoen suojalaite kykenee mittaamaan pienimmillään 0,05 A suuruisen maasulkuvirran. Virtaterminaalin vaihtamisen jälkeen pienin mitattava maasulkuvirta on toisioarvona 0,030 A, jolloin maasulkuvirta 20 kV jännitetasossa on 1,5 A. [29, s. 1291]

Johtolähtöjen suunnatun maasulkusuojauksen riittävä herkkyys varmistettiin vikavirtalaskelmilla. Lasketut maasulkuvirran arvot on esitetty taulukossa 8.

**Taulukko 8.** Yhteen kytketyn verkon (20 kV) pienin maasulkuvirta ja johtolähdöillä mitattavat pienimmän maasulkuvirran arvot 0  $\Omega$  ja 500  $\Omega$  vikavastuksilla.

Virta	Vikavastus	
	0 $\Omega$	500 $\Omega$
Io min	33 A	18,92 A
BJ03 Io	9 A	5,16 A
BJ04 Io	24 A	13,76 A

Taulukossa 8 on esitetty sähköaseman keskijänniteverkon maasulkuvirran arvoja vikavastuksettomassa suorassa maasulkuviassa ja vikaresistanssiltaan 500  $\Omega$  suuruudessa maasulussa. Yhteen kytketyn 20 kV verkon maasulkuvirran suuruus ensimmäisessä tapauksessa on 33 A, ja vaaditulla 500  $\Omega$  herkkyydellä (alaluku 5.5) maasulkuvirran suuruus on 18,92 A. Tällöin kennon BJ03 syöttämän johtolähdön maasulkuviassa johtolähdön suojan mittaamat maasulkuvirtojen suuruudet ovat 9 A tai 5,16 A ja kennon BJ04 syöttämän johtolähdön viassa 24 A tai 13,76 A. Näin ollen maasulkusuojauksen herkkyys on riittävä ja johtolähtöjen maasulkusuojaus toimii myös vaaditulla vikaresistanssin arvolla. Suunnattujen maasulkusuojiin asetteluarvoiksi on aseteltu 1,5 A (ensiöarvo), jolloin suojauksella katetaan vikaresistanssiltaan myös suuremmat kuin 500  $\Omega$  maasulkuviat. Suorituskykyongelmat ilmenivät suojalaitteen ohjelmistoversiolla 6.21 ja CP200-suorittimella.

### 7.3.2 Käämikytkimen asentotieto

Yksi toimitusprojektin suojalaitteelta vaadittu ominaisuus oli automaattinen jännitteen-säätö. Aiempien pienasematoimitusten mukaisesti käämikytkimen asentotieto tuodaan suojalaitteeseen mA-tietona, joten tilausvaiheessa suojalaitteeseen valittiin alaluvun 6.3.3 mukainen plug-in -moduuli milliampeerimittausta varten. Suojalaite muuntaa analogisen mA-tiedon fysikaalista suuretta kuvaavaksi lukuarvoksi laitteeseen parametroidavan ominaiskäyrän mukaisesti [29, s. 1025]. Sekä mA-tieto että skaalattu lukuarvo on

mahdollista esittää suojalaitteen näytöllä tai viedä suojalaitteen logiikkaan edelleen käsiteltäväksi [29, s. 1209].

Aikaisemmissa piensähköasematoimituksissa asentotieto on viety suojalaitteen näytölle ja kaukokäyttöön. Lisäksi asentotietoa on käytetty muuntajan differentiaalisuojan asetteluiden automaattiseen mukautumiseen. Differentiaalisuojan asetteluissa tulee huomioida käämikytkimen asennon vaikutus, sillä käämikytkimen asennon muuttuessa päämuuntajan ensiö- ja toisiojännite poikkeavat nimellisarvoistaan. Tällöin differentiaalisuoja näkee muuntosuhteen muutoksen erovirtana. Myös toimitusprojektin suojalaitteissa käämikytkimen asennon vaikutus differentiaalisuojan asetteluihin voidaan huomioida automaattisesti [29, s. 1070]. Tämän lisäksi käämikytkimen asentotietoa käytetään toimitusprojektin suojalaitteella jännitteensäädön toimintojen valvontaan [29, s. 1070, 1081].

Empower PN Oy ei ole käyttänyt aiemmissa piensähköasematoimituksissa SIPROTEC 5 -laitteita, joten laitteiden käyttämisestä jännitteensäätäjänä ei ollut aikaisempaa kokemusta. Ohjelmakonfiguraation viimeistelyn yhteydessä havaittiin, että suojalaite ei pystynyt hyödyntämään mA-moduulin johdotettua käämikytkimen asentotietoa jännitteensäädössä tai differentiaalisuojauksessa, vaan virtamittauksena tuotu asentotieto oli hyödynnettävissä sellaisenaan vain suojalaitteen näytöllä ja kaukokäyttöön tai logiikkaan vietävänä signaalina. Käämikytkimen asentotiedon käyttäminen funktioissa olisi edellyttänyt asentotiedon johdottamista käämikytkimeltä suojalaitteelle esimerkiksi yksittäisiltä asentokoskettimilta tai BCD-tietona käämikytkimen BCD-moduulilta (Binary Coded Decimal) [29, s. 1076]. Toimitusprojektin päämuuntajan käämikytkimeltä asentotieto oli mahdollista tuoda vain yksittäisiltä asentokoskettimilta tai mA-tietona.

mA-asentotiedosta syntyi konfiguraatiohetkellä ongelma, sillä käyttöohje [29] ei ota kantaa, onko käämikytkimen asentotieto välttämätön automaattisen jännitteensäädön tai käämikytkimen ohjauksen toiminnan kannalta. Laitevalmistajan mukaan käämikytkimen asentotieto on yleensä tarpeellinen, mutta laite voidaan tarvittaessa konfiguroida toimimaan ilman asentotietoa [25]. Tällöin suojalaitteen (vähintään) yhteen vapaaseen sisäänmenoon tulee konfiguroida asentotietosignaali, vaikka fyysiseen sisäänmenoon ei todellista signaalia johdotettaisi. Tämän lisäksi jännitteensäätöfunktion valvontatoiminnot tulee kytkeä pois päältä. Tällöin käämikytkimen asento näkyy laitteella ”invalid” -tilassa, mutta jännitteensäätöfunktio toimii silti oikein. [25] Näin toteutettuna käämikytkimen asennon vaikutus tulee huomioida differentiaalisuojan laukaisukäyrän asetteluissa erikseen, käyttöohjeen mukaisesti [29, s. 391, 393].

Käämikytkimeen olisi ollut mahdollista lisätä jälkikäteen myös BCD-yksikkö asentotiedon tuomiseksi, mutta tämä olisi ollut kallis vaihtoehto. Toinen vaihtoehto olisi ollut johdottaa asentotieto käämikytkimen 19 eri asentokoskettimelta suojalaitteille, mutta tämä olisi edellyttänyt molempiin suojalaitteisiin yhden ylimääräisen laajennusmoduulin hankkimista sisäänmenojen lukumäärän lisäämiseksi. Lisäksi asentotiedolle varatut sisäänmenot pitäisi johdottaa vierekkäisiin sisäänmenoihin numerojärjestyksessä. Myös

tämä vaihtoehto olisi ollut toteutukseltaan kallis. Kolmas vaihtoehto olisi ollut ostaa erillinen mA-BCD -muunnin.

Koska asentotieto ei ollut jännitteensäädön toiminnan tai suojauksen kannalta välttämätön, jäi ainoaksi järkeväksi vaihtoehdoksi yrittää käsitellä mA-tietoa suojalaitteen logiikassa (CFC). Konfigurointivaiheessa suojalaitteen ohjelmistoversio oli 6.21 ja DIGSI 5 -ohjelman versio 6.2. Käytetyllä ohjelmistoversiolla mA-tietoa ei ollut mahdollista muuttaa suoraan asentotietoa kuvaavaksi tietopisteeksi. Laitetoimittajalta saatujen tietojen perusteella ohjelmistoversiosta 7.0 alkaen mA-tiedon muunnos käämikytkimen asentoa kuvaavaksi tietotyyppi onnistuisi pelkästään logiikkafunktiolla [25]. Konfiguraatiovaiheessa ei uudempaa ohjelmistoversiota ollut vielä julkaistu, joten käämikytkimen asentotiedon muunnos ohjelmoitiin itse CFC-logiikalla.

Käämikytkimen 19 asentoa voidaan esittää BCD-muodossa viidellä bitillä, jolloin eri asentoja vastaavat desimaali-BCD -muunnokset ovat taulukon 9 mukaisia.

**Taulukko 9.** Käämikytkimen asentotietojen (1-19) desimaali-BCD -muunnokset.

Desimaali	BCD				
Asento	5. bitti	4. bitti	3. bitti	2. bitti	1. bitti
1	0	0	0	0	1
2	0	0	0	1	0
3	0	0	0	1	1
4	0	0	1	0	0
5	0	0	1	0	1
6	0	0	1	1	0
7	0	0	1	1	1
8	0	1	0	0	0
9	0	1	0	0	1
10	1	0	0	0	0
11	1	0	0	0	1
12	1	0	0	1	0
13	1	0	0	1	1
14	1	0	1	0	0
15	1	0	1	0	1
16	1	0	1	1	0
17	1	0	1	1	1
18	1	1	0	0	0
19	1	1	0	0	1

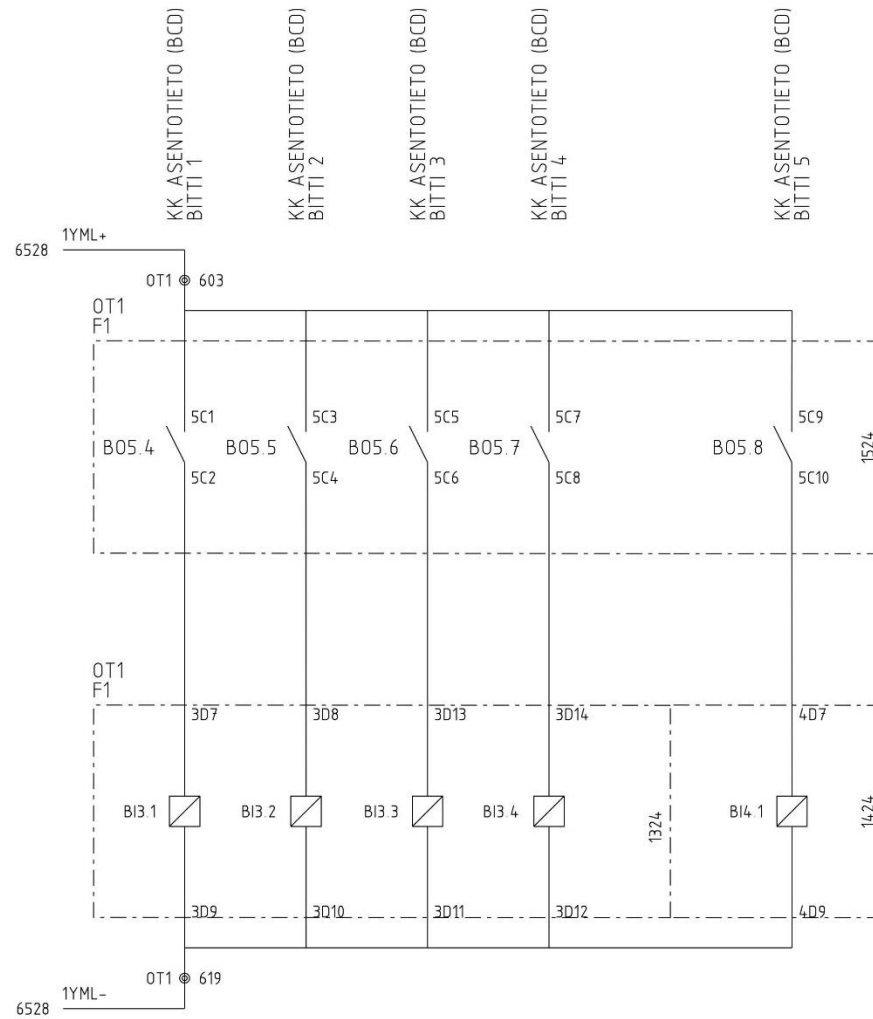
Taulukossa 9 esitetyt desimaali-BDC muunnokset luodaan suojalaitteiden logiikassa tuomalla logiikkaan sisäänmenona analogisen virtamittauksen (mA) skaalattu käämikytkimen asentoa kuvaava kokonaislukuarvo (1-19). Asentotieto viedään vertailuooperaattoreiden läpi ja logiikan ulostulona saadaan viisi BOOL-tyypin signaalia, jotka ovat

esitetty taulukon 9 sarakkeessa BCD. Yksittäisen signaalibitin arvo (0 tai 1) muodostetaan logiikassa vertailuoperaattoreilla taulukossa 10 esitettyjen ehtojen mukaisesti.

**Taulukko 10.** *BOOL-tyyppisten signaalibittien arvo käämikytkimen asennoilla 1-19.*

Logiikan sisäänmenosignaali	Logiikan ulostulosignaalit	
Arvo	Signaalin järjestysnumero	Arvo, jos tosi
10-19	5. bitti	1
8-9, 18-19	4. bitti	1
4-7, 14-17	3. bitti	1
2-3, 6-7, 12-13, 16-17	2. bitti	1
1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 17, 19	1. bitti	1

Taulukossa 9 ja 10 esitetyt signaalien järjestysnumerot kertovat suojalaitteen fyysisiin sisäänmenoihin johdotettavien signaalien järjestyksen. Näin ollen yksi bitti vastaa yhtä sisäänmenoon johdotettavaa signaalia. Jotta BCD-muotoinen asentotieto olisi suojalaitteen funktioiden hyödynnettävissä, tulee logiikassa luodut signaalit ensin reitittää laitteen fyysisille ulostulokoskettimille ja fyysisiltä ulostulokoskettimilta johdottaa takaisin laitteen sisäänmenoihin kuvan 29 mukaisesti. Fyysisiä liityntöjä käytetään SIPROTEC 5 -laitteiden 7.00:aa edeltävien ohjelmistoversioiden rajoitteiden takia.



**Kuva 29.** Käämikytkimen logiikassa luodun BCD-asentotiedon fyysiset kytkennät suojalaitteessa.

Näin toteutettuna käämikytkimen asentotiedon mA-BCD -muunnos toimii, ja asentotieto on hyödynnettävissä laitteen kaikissa toiminnoissa. Toteutustapa on myös myöhemmin muutettavissa uuden ohjelmistoversion myötä puhtaasti logiikalla tehtäväksi. Tällöin kuvan 29 johdotukset voidaan purkaa ja fyysiset liitännät vapauttaa uutta käyttöä varten.

## 8. TOTEUTUKSEN ARVIOINTI

Tässä luvussa arvioidaan diplomityön toimitusprojektin yhden suojalaitteen toteutusta. Luku aloitetaan toimitusprojektin suojaustoteutuksen kustannusvaikutusten tarkastelulla, jonka jälkeen kuvataan toteutuksen aikaisia kokemuksia esille tulleista mahdollisista hyödyistä ja haitoista.

### 8.1 Hankintakustannusten tarkastelu

Teknisten reunaehtojen lisäksi kustannukset ovat keskeinen tekijä päätöksenteossa ja suunnitteluvaihtoehtojen arvioinnissa. Mikäli tekniset vaatimukset täyttäviä vaihtoehtoja on useita, ratkaistaan vaihtoehtojen paremmuus usein kannattavuuslaskelmien avulla. Kokonaiskustannuksiltaan edullisimman sähköasematoteutuksen valinta edellyttäisi kustannusten tarkastelua sähköaseman koko elinkaaren ajalta. Sähköaseman elinkaarikustannukset muodostuvat investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannuksista. [9, s. 34–35][19, s. 40]. Elinkaarikustannusten määrittäminen on usein haastavaa [6, s. 405], ja diplomityön laajuuden kannalta toimitusprojektin elinkaarikustannusten tarkastelu ei ole mahdollista. Näin ollen työssä keskitytään valituilta osin toimitusprojektin investointikustannusten tarkasteluun.

Investointikustannukset voidaan jaotella pienempiin osakokonaisuuksiin esimerkiksi suunnittelu-, hankinta-, kuljetus-, asennus-, testaus- ja muihin kuluihin [9, s. 34–35]. Työssä investointikustannusten tarkastelu on rajattu toimitusprojektin suojalaitteiden, 20 kV kojeiston, toisiokaapeleiden ja relekaappien hankintakustannuksiin. Kustannuksia verrataan toteutuneisiin, riittävän samankaltaisiin usean suojalaitteen asematoteutuksiin. Muut investointikustannusten osa-alueet eivät ole sellaisenaan vertailukelpoisia, koska toimitusprojekti sisältää ylimääräisiä, kehitystyöstä aiheutuneita, lisäkuluja esimerkiksi suunnittelun, konfiguroinnin ja koestustyön osalta. Lisäksi jokainen projekti on toteutukseltaan ainutkertainen ja erilainen. Ongelmina eri projektien vertailemisessa ovat parametrien erilaisuus sekä useiden parametrien yhtäaikaiset muutokset. Lisäksi toimitusprojektin kustannusvaikutukset erityisesti suunnittelu-, konfigurointi ja koestustyön osalta olisivat paremmin arvioitavissa vasta seuraavien toteutuskertojen jälkeen. Kustannuksia ei tarkastella luottamuksellisista syistä euromääräisenä, vaan kustannuserot esitetään suhteutettuna toisiinsa.

### 8.1.1 Suojalaitteet

Perinteisessä usean suojalaitteen liityntäsähköasematoteutuksessa ominaisuuksiltaan vastaavia suojalaitevaihtoehtoja löytyy yleensä useilta laitevalmistajilta. Selkeästi kalliimpi hankintahinta saattaa olla perusteltu, mikäli tämä tuo perusteltua hyötyä projektin toteutusvaiheessa tai sähkölaitteiston käytön aikana. Saavutettu kustannushyöty voi tulla suunnittelun, konfiguroinnin, koestuksen ja käyttöönoton sujuvuudesta tai suojalaitteen vikaantumisesta aiheutuvan käyttökeskeytyksen keston minimoimisesta.

Taulukossa 11 on esitetty toimitusprojektin ja vertailuprojektien suojalaitteiden lukumäärät eri kentissä/kennoissa.

**Taulukko 11.** *Suojalaitteiden lukumäärät kenttä- ja kennokohtaisesti toimitusprojektissa ja vertailuprojekteissa 1 ja 2.*

		Toimitusprojekti	Vertailuprojekti 1	Vertailuprojekti 2
Jännitetaso	Selite			
110 kV	Muuntajakenttä		2	2
20 kV	Syöttökenno+mittaus	2	1	2
20 kV	Johtolähtökenno 1		1	1
20 kV	Johtolähtökenno 2		1	1
20 kV	Johtolähtökenno 3	-	1	-
<b>Yhteensä</b>		2	6	6

Molemmissa vertailuprojekteissa on käytetty ABB Relion 615- ja 630-sarjan laitteita. Vertailuprojektissa 1 on lisäksi kolmas johtolähtökenno, mutta suojalaitteiden kokonaismäärä on sama kuin vertailuprojektissa 2. Kenttä- ja kennokohtaiset suojausfunktiot ovat kaikissa projekteissa toisiaan vastaavat, ja alaluvun 6.3.4 taulukon 5 mukaiset.

Toimitusprojektin suojalaitteiden hankintahinta on 208,4 % kalliimpi kuin vertailuprojektin 1 hankintahinta ja 224,7 % kalliimpi kuin vertailuprojektin 2 hankinta. Hankintahinnat sisältävät kaikissa tapauksissa myös suojalaitteiden kuljetuskustannukset. Toimitusprojektin suojalaitteiden hankintahinnan osuus toimitusprojektin sähköaseman kaikista investoinneista on 4,8 %. Toimitusprojektin kokonaisinvestointikustannus ei sisällä omaa suunnittelu-, konfigurointi-, asennus-, koestus- ja käyttöönottotyötä, mutta sisältää kaikki sähköaseman materiaalihankinnat ja alihankintatyöt. Vertailuprojektien hankintahinnoilla suojalaitteiden osuus toimitusprojektin kokonaisinvestoinneista olisi molemmissa tapauksissa 1,5 %. Toimitusprojektin kalliimpi hankintahinta on selitettävissä monipuolisemmalla ja suorituskykyisemmällä suojalaitevalinnalla.



### 8.1.2 20 kV kojeisto

Kaikissa projekteissa käytetään Siemensin valmistamaa metallikuorista, kennotyypistä, yksikiskoista, ilmaeristeistä ja laajennettava vaunukatkaisijakojeistoa. Vertailuprojektin 1 kojeistossa on lisäksi kolmas johtolähtökenno. Molempien vertailuprojektien kojeiston hankintahinnat sisältävät kennokohtaisten suojalaitteiden asennusyöt ja johdotukset sekä kojeiston kuljetuskustannukset. Toimitusprojektin kojeiston hankintahinta sisältää vain kojeiston ja kojeiston toimituksen.

Toimitusprojektin kojeiston hankintahinta on 2,4 % edullisempi kuin vertailuprojektin 1 kojeiston hankintahinta ja 16,7 % kalliimpi kuin vertailuprojektin 2 kojeiston hankintahinta. Toimitusprojektin kojeiston korkeampi hankintahinta suhteessa vertailuprojektiin 2 on osittain selitettävissä kojeistovalmistajalle aiheutuneesta lisätyöstä toisiopiirien muokkaamiseksi toimitusprojektiin soveltuvaksi. Toimitusprojektin 20 kV kojeiston osuus toimitusprojektin kaikista investointikustannuksista on 8,6 %. Vertailuprojektien hinnoilla osuudet toimitusprojektin kokonaiskustannuksista olisivat 8,8 % ja 7,4 %.

### 8.1.3 Toisiokaapelointi

Toimitusprojektin toisiokaapeloinnin kustannusvaikutuksen arvioimiseksi tarkastelu on rajattu relekaapin ja 20 kV kojeiston kennojen väliseen toisiokaapelointiin, koska suojaustoteutus lisää eniten kaapelointia tällä välillä. Muita toisiokaapelointeja ei huomioida, sillä suojaustoteutuksen vaikutus näihin on vähäinen. Lisäksi toimitusprojektin toisiokaapelointia verrataan vain vertailuprojektin 1 toisiokaapelointiin, sillä tässä projekteissa toisiokaapelointi on toteutettu riittävän samoilla periaatteilla. Toisiokaapeleiden hankintakustannusten vertaileminen sellaisenaan ei ole kuitenkaan mielekästä, sillä kaapelimäärät, kaapelityypit ja kaapelipituudet vaihtelevat toteutuskohtaisesti.

Yksittäisten kaapeleiden kennokohtaiset lukumäärät on esitetty taulukossa 12.

**Taulukko 12.** Kennokohtaisten kaapeleiden lukumäärä toimitus- ja vertailuprojektissa 1.

Kenno	Kaapelimäärä (kpl)	
	Toimitusprojekti	Vertailuprojekti 1
BJ01 (syöttökenno)	13	11
BJ02 (omakäyttökenno)	2	0
BJ03 (johtolähtökenno)	6	1
BJ04 (johtolähtökenno)	6	1
Yhteensä	27	13

Vertailuprojektin kolmas johtolähtökenno on jätetty tarkastelussa huomiotta. Näin ollen toimitusprojektissa on toisiokaapeleita lukumäärällisesti 108 % enemmän kuin vertailuprojektissa 1. Toisiokaapeleiden lukumäärän, kaapelityyppien ja kaapelipituuksien li-

säksi kaapeleiden hankintahinnat riippuvat ostohetkestä sekä yleensä myös tilauserän suuruudesta. Suuntaa antavan kustannusvaikutuksen arvioimiseksi kaapeleille lasketaan uudet hankintahinnat seuraavilla lähtöoletuksilla: molemmille projekteille käytetään samaan ajanhetkeen sidottuja listahintoja, valitaan samaan käyttötarkoitukseen samat kaapelityypit sekä oletetaan jokainen kaapeliveto yhtä pitkäksi.

Nyt on mahdollista laskea suuntaa antavat arviot toisiokaapeloinnin kustannusvaikutuksista. Edellä mainituilla oletuksilla toimitusprojektin toisiokaapeleiden hankintahinta olisi 157,2 % kalliimpi kuin vertailuprojektin 1 toisiokaapeleiden hankintahinta. Oletamalla jokaisen kaapelivedon pituudeksi 20 m, olisi toimitusprojektin tarkasteltujen toisiokaapeleiden hankintahinnan osuus kaikista investointikustannuksista 0,4 % ja vertailuprojektin 1 kaapeleiden osuus 0,16 %. Kustannusarvio on sidottu laskennassa käytettyihin oletuksiin ja on vain suuntaa antava. Kustannusvaikutus voidaan laskea tältä osin vähäiseksi.

#### **8.1.4 Relekaapit**

Kaikissa projekteissa relekaappitoimitukset pitivät sisällään relekaapin, viestilaitekaapin, mittauskaapin ja ulkokentän jakokaapin. Ulkokentän jakokaappia lukuun ottamatta kaikki muut kaapit sijaitsevat sähköaseman valvomorakennuksen relehuoneessa. Kaappien käyttötarkoitus on jokaisessa projekteissa sama, ja kaappitoimituksen hankintahinta sisältää kaikissa tapauksissa relekaapit, ulkokentän jakokaapin, kaappien kalustuksen, releiden asennukset, kaappien sisäiset johdotukset, kaappien laiteasennukset ja kuljetuskustannukset. Viesti-, mitta- ja suojalaitteet eivät kuulu kaappien hankintahintaan. Relekaappivalmistaja asentaa yleensä suojalaitteet, mutta mittaus- ja viestilaitekaappien laiteasennukset tehdään usein vasta työmaalla.

Kokonaisuudessaan toimitusprojektin kaappitoimitus on 29 % kalliimpi kuin vertailuprojektin 1 ja 38,6 % kalliimpi kuin vertailuprojektin 2 kaappitoimitus. Toimitusprojektin relekaappien hankintahinta on 2,6 % projektin kaikista investointikustannuksista. Vertailuprojektin 1 hankintahinnalla investoinnin osuus olisi 2 % ja vertailuprojektin 2 hankintahinnalla 1,9 %. Toimitusprojektin kaappitoimituksen suurempi hankintakustannus on selitettävissä fyysisesti suuremmalla relekaapilla. Aseman kaappien kokonaislukumäärä on kaikissa projekteissa sama, mutta toimitusprojektin relekaappina on käytetty yhden relekaapin sijaan parikaappia, jolloin relekaapin hankintahinta vastaa noin kahden yksittäistä relekaappia. Toteutustapa lisää relekaappien hankintakustannuksia noin yhden relekaapin hankintakustannusten verran.

#### **8.1.5 Kustannustarkastelun yhteenveto**

Edellä kuvattiin suojaustoteutuksen vaikutusta sähköaseman hankintakustannuksiin. Kustannusvaikutuksia tarkasteltiin suojalaitteiden, 20 kV kojeiston, toisiokaapeleiden ja relekaappien osalta. Taulukossa 13 on esitetty yhteenveto hankintakustannusten suh-

teesta toimitusprojektin kaikkiin investointikustannuksiin sekä toimitusprojektin että vertailuprojektien osalta.

**Taulukko 13.** *Toimitusprojektin ja vertailuprojektien hankintakustannusten osuus toimitusprojektin investointikustannuksista.*

Hankinta	Toimitusprojekti	Vertailuprojekti 1	Vertailuprojekti 2
Suojalaitteet	4,80 %	1,50 %	1,50 %
20 kV kojeisto	8,60 %	8,80 %	7,40 %
Relekaapit	2,60 %	2 %	1,90 %
Yhteensä	16 %	12,30 %	10,80 %

Taulukosta on jätetty pois toisiokaapeloinnin osuus, koska kustannustarkastelu ei ollut kaapeleiden osalta toteumaperusteinen. Taulukosta nähdään, että toimitusprojektin laitevalinnoilla suojalaitteiden, 20 kV kojeiston ja relekaappien osuus toimitusprojektin kaikista investoinneista on 16 %. Vertailuprojektin 1 hankintakustannusten osuus toimitusprojektin kaikista investointikustannuksista on 12,30 % ja vertailuprojektin 2 hankintakustannusten osuus on 10,80 %.

Kustannustarkastelussa huomioitiin suojaustoteutuksen vaikutus vain investointikustannuksiin ja näiden osalta hankintakustannuksiin. Todellisuudessa toteutus kasvatti myös suunnittelun, asennuksen, konfiguroinnin ja koestuksen työvaiheiden tuntimääriä ja näin ollen kustannuksia. Vaikutuksia edellä mainittuihin kustannuksiin ei pysty luotettavasti arvioimaan vielä toimitusprojektin perusteella, ja näin ollen myös elinkaarikustannusten arvioiminen olisi haasteellista. Perusteltu kannanotto toimitusprojektin toteutuksen paremmuudesta edellyttäisi paremmuuden kriteerien määrittämistä ja/tai elinkaarikustannusten arviointia. Lisäksi elinkaarikustannuksia tulisi vertailla saman toteutuskohteen eri suunnitteluvaihtoehtojen kanssa.

## 8.2 Käytännön kokemukset

Tässä luvussa tuodaan esille toimitusprojektin aikana esille nousseita kokemuksia toteutuksen toiminnallista hyödyistä ja mahdollisista haitoista suunnittelun, konfiguroinnin, asennuksen, koestuksen ja käytön näkökulmista.

### 8.2.1 Toiminnalliset hyödyt

SIPROTEC 5 -laitteiden etuina ovat laitteiston ja funktioiden laajennettavuus ja muokattavuus myös laitehankinnan jälkeen. Suojausjärjestelmän liityntöjen toteuttaminen perinteisesti sähköisesti johdottamalla mahdollistaa perinteiset suunnittelu- ja koestuskäytännöt. Lisäksi suunnittelun tuloksena tuotettu dokumentaatio vastaa perinteistä usean suojalaitteen asematoteutusta, jolloin aseman erityispiirteet ja toiminta ovat perinteisiin toteutusratkaisuihin tottuneiden koestus- käyttö- ja kunnossapitohenkilöiden helpommin omaksuttavissa. Vaikka koestettavien laitteiden lukumäärä vähenee ja toimin-

not on keskitetty, koestetaan toimitusprojektin suojalaitteet samoilla periaatteilla kuin perinteinen usean suojalaitteen asematoteutus. Mainittavana käytännön hyötynä on, että koko aseman suojaus on mahdollista koestaa samalta suojalaitteelta ja molemmat suojalaitteet samasta relekaapista. Toisen suojalaitteen voi koestaa muusta järjestelmästä irrallisena kokonaisuutena suojaustason ja aseman toimintojen säilyessä.

Toisiosuunnittelun ja suojalaitteiden konfiguroinnin näkökulmasta yhden suojalaitteen etuna on aseman toisiojärjestelmän yksinkertaistuminen, sillä kaikki liittynät johdetaan samalle suojalaitteelle. Kahdentaminen yksinkertaistaa fyysisten liittymien ryhmitelyä ja aseman eri toimintojen jaottelua. Lisäksi kahdentamalla kaikki toiminnot on toinen suojalaite toisiosuunnitelmien ja konfiguraation osalta lähes identtinen kopio. Kahdentamisen suurin hyöty on suojaustason sekä aseman toimintojen säilyminen myös toisen suojalaitteen vikaantuessa.

### 8.2.2 Toiminnalliset haitat ja rajoitteet

Vaikka sähköaseman suojaustaso ja toiminnot säilyvät toisen suojalaitteen vikaantuessa, on uuden laitteen hankintahinta kallis, koska yksi suojalaite sisältää sähköaseman käytön kannalta kaikki toiminnot. Toteutustapa sitoo herkästi myös yhden laitevalmistajan ratkaisuun, koska toteutuksessa ei hyödynnetä prosessiväylää, vaan suojalaitteiden liittynät muuhun järjestelmään on toteutettu sähköisesti johdottamalla. Aseman toimintoja laajennettaessa toiminnot lisätään ja koestetaan molemmissa suojalaitteissa. Koestaminen edellyttää myös enemmän tarkkaavaisuutta kuin yksinkertaisemman suojalaitteen koestaminen. Lisäksi yhtenä käytännön rajoitteena saattaa olla korvaavan laitteen saatavuus, kun laitteen korjaus tai vaihto tulee ajankohtaiseksi.

Käytännön haitoiksi voidaan lukea myös pitkät latausajat (noin 5 min) konfiguraation siirtämiseksi DIGSI 5 -ohjelmasta suojalaitteelle. Jokainen muutos, korjaus tai päivitys ohjelmakonfiguraatioon tai asetteluarvon muuttaminen suojalaitteen asetusvalikosta kesti huomattavan pitkään. Käyttöönottokoestuksissa havaittiin myös suojalaitteiden käyttöliittymän merkittävää hidastumista suojaustoimintojen koestamisen aikana. Tällöin käyttöliittymä saattoi jumiutua useiksi minuuteiksi, jolloin suojalaite ei reagoinut hallintapainikkeisiin. Tällä ei ollut vaikutusta suojaustoimintojen toimintaan tai toiminta-aikoihin, mutta ylimääräiset käytön viiveet asettelumuutoksissa, konfiguraatiopäivityksissä ja käyttöliittymän hidastumisessa pitkittivät koestusprosessia.

Alkuperäisenä tavoitteena oli myös aseman kaukokäytön ohjauksien kahdennus kaukokäytön ala-aseamalla, suojalaitteiden sisäiseen tilatieto-logiikkaan perustuen (alaluku 7.1.7). Merkinanto- ja hälytyssignaalit siirretään käytönvalvontaan vain masterlaitteelta, mutta ohjausten osalta toiminnon rakentaminen ja testaaminen jäivät käyttöönottokoestusten yhteydessä tehtäväksi, jolloin käyttöönottoaikataulun ja muiden työmaatoimintojen perusteella kahdennus jätettiin toteuttamatta. Näin ollen kaukokäytön ohjaukset toteutettiin vain toiselta suojalaitteelta. Toteutus ei vaikuta aseman nor-

maaliin toimintaan tai suojaukseen, mutta pääsuojalaitteen vikaantuessa ohjausten käyttöönottoaminen varasuojalaitteelta edellyttää kaukokäytön ala-aseman konfiguraatiomuutosta sekä käyntiä sähköasemalla.

## 9. JOHTOPÄÄTÖKSET

Diplomityön tavoitteena oli selvittää, onko 110 kV voimajohtoliityntäisen tuulivoimalaitoksen liityntäsähköaseman suojaus toteutettavissa yhdellä suojalaitteella. Yhden suojalaitteen toteutuksen tausta-ajatuksena olivat Empower PN Oy:n pienasematoimitusten kehittymismahdollisuudet sekä nykyaikaisten suojalaitteiden ominaisuuksien monipuolisempi hyödyntäminen. Toissijaisena tavoitteena oli arvioida, olisiko ratkaisu perusteltu vaihtoehto perinteiseen usean suojalaitteen pienasematoteutukseen verrattuna. Tavoitteisiin pääsemiseksi suojaustoteutus toteutettiin todellisessa toimitusprojektissa. Työ on aihepiiriltään hyvin laaja, joten työn sisältö painottuu suojalaitteen määrittämiseen sekä toteutetun järjestelmän kuvaukseen ja järjestelmän erityispiirteisiin. Ratkaisun arvioiminen perustuu toteutusten kustannustarkasteluun sekä projektista saatujen kokemusten tarkasteluun.

110 kV voimajohtoon liittyvässä johdonvariasemassa suojattavat kentät rajautuvat 110 kV muuntajakenttään ja 20 kV syöttö- ja johtolähtökennoihin. Toimitusprojektin aikataulun perusteella suojalaitteenvaihtoehdot rajattiin nopeasti vain kaupallisesti saatavilla oleviin modulaarisiin IED-laitteisiin. Suojalaitteeksi valittiin Siemensin SIPROTEC 5 -sarjan muuntajan differentiaalisuoja 7UT86, jonka ominaisuuksia laajennettiin sopivilla laajennusmoduuleilla ja funktiopisteillä. Toimitusprojektin suojalaitteen perusominaisuudet on tarkoitettu lähtökohtaisesti muuntajan suojaukseen, joten työssä esitelty suojaustoteutus ei ole suoraan yhteensopiva muunlaisiin asematoteutuksiin, vaan suojattavien kenttien ja aseman toimintojen toteuttamisen mahdollisuudet on tarkasteltava tapauskohtaisesti. Suojattavien kenttien enimmäismäärä valitulla laitteella on viisi.

Toinen tavoite jäi työn osalta osittain saavuttamatta, sillä työn tulosten perusteella ei ole mahdollista ottaa kantaa suojaustoteutuksen paremmuuteen, koska paremmuus ei ole työn suunnittelutoteutuksen osalta selkeästi määriteltävissä. Lisäksi toteutusvaihtoehdon taloudelliset ja käytännölliset hyödyt olisivat paremmin nähtävissä vasta seuraavien toteutuskertojen jälkeen, jolloin myös työvaiheet ja toteutus olisivat paremmin optimoituja. Suojalaitteiden, relekaappien ja toisiokaapeloinnin hankintakustannusten osalta järjestelmä on kalliimpi vaihtoehto, mutta laitteiden hankintakustannukset tai aseman investointikustannukset eivät riitä perustellun päätöksen tekemiseksi suojaustoteutuksen paremmuudesta. Päätöksen perustuminen kustannuksiin edellyttäisi koko sähköasematoimituksen elinkaarikustannusten arviointia ja vertailua.

Merkittävin lopputulos työn kannalta on onnistunut ja käyttöön otettu yhden suojalaitteen keskitetty suojaustoteutus. Näin ollen työn perusteella voidaan todeta, että usean kytkinlaitoskentän suojaaminen yhdellä kaupallisesti saatavilla olevalla IED-laitteella

on mahdollista. Suojaustoteutuksen käyttökelpoisuutta ja soveltuvuutta eri käyttötarkoituksiin tulee kuitenkin tarkastella tapauskohtaisesti. Modulaarisen IED-laitteen käyttäminen usean kytkinlaitoskentän keskitettyyn suojaukseen edellyttää käyttökohteen teknisten tietojen määrittämistä sekä suojalaitteen ominaisuuksien, ohjelmistorajoitteiden ja suorituskyvyn tutkimista.

## LÄHTEET

- [1] ABB Oy, Teknisiä tietoja ja taulukoita, 2000-07.
- [2] Alstom Grid, Network Protection & Automation Guide, May 2011 ed. Alstom Grid, 2002, 508 p.
- [3] Alueverkon liittymisehdot ALE 2006, Energiateollisuus ry. Saatavissa: [https://caruna-cms-prod.s3-eu-west-1.amazonaws.com/alueverkon-liittymisehdot-ale2006.pdf?44zfT2\\_Sz\\_vhL9dAnXS4qCJkb6.pXX5L](https://caruna-cms-prod.s3-eu-west-1.amazonaws.com/alueverkon-liittymisehdot-ale2006.pdf?44zfT2_Sz_vhL9dAnXS4qCJkb6.pXX5L)
- [4] A. Apostolov, B. Vandiver, IEC 61850 process bus - principles, applications and benefits, 2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, Texas, Usa, 29 March-1 April, 2010, pp. 1-6.
- [5] D. Chatrefou, J.P. Dupraz, G.F. Montillet, Interoperability Between Non Conventional Instrument Transformers (NCIT) and Intelligent Electronic Devices (IDE), 2005/2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, pp. 1274-1279.
- [6] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot I: Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta, 2. painos, Otatiето, Helsinki, 2011, 520 s.
- [7] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot II: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, 1. painos, Otatiето, Helsinki, 2011, 551 s.
- [8] Fingrid Oyj:n yleiset liittymisehdot YLE2013, Fingrid Oyj. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/VAHVISTETTU%20-%20Fingrid%20Oyj%20yleiset%20liittymisehdot%20YLE2013.pdf>
- [9] P. Haveri, Kaupunkisähköaseman elinkaaren hallinta, Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Helsinki, 2006, 110 s.
- [10] L.G. Hewitson, M. Brown, R. Balakrishnan, 1 - Need for protection, in: L.G. Hewitson, M. Brown, R. Balakrishnan (ed.), Practical Power System Protection, Newnes, Oxford, 2005, pp. 1-4.
- [11] L.G. Hewitson, M. Brown, R. Balakrishnan, 6 - Instrument transformers, in: L.G. Hewitson, M. Brown, R. Balakrishnan (ed.), Practical Power System Protection, Newnes, Oxford, 2005, pp. 45-69.
- [12] L.G. Hewitson, M. Brown, R. Balakrishnan, 9 - Relays, in: L.G. Hewitson, M. Brown, R. Balakrishnan (ed.), Practical Power System Protection, Newnes, Oxford, 2005, pp. 96-132.



- [13] K. Honkaniemi, Sähköasema-automaation tiedonsiirtoprotokollat, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2014, 52 s.
- [14] S.H. Horowitz, A.G. Phadke, J.K. Niemira, Power System Relaying, Fourth Edition, 4th ed. John Wiley & Sons Ltd, 2014, 399 p.
- [15] A. Keskinen, Sähköasemastandardin IEC 61850 soveltaminen toimitusprojektissa, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2008, 53 s.
- [16] E. Kettunen, Sähköasematietokoneen konfigurointi, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2011, 47 s.
- [17] T. Koivunen, Tuulipuiston sähköverkon suojaus, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2011, 45 s.
- [18] Kulutuksen ja tuotannon liittäminen kantaverkkoon, verkkosivu, Fingrid Oyj, Saatavissa (viitattu 9.3.2015):  
<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/liittyminen/Sivut/default.aspx>
- [19] E. Lakervi, J. Partanen, Sähkönjakelutekniikka, 2. painos, Otatieto, Helsinki, 2009, 295 s.
- [20] P. Lindblad, L. Koivisto, Voimalaitoksen erottaminen sähköverkosta ja eroonkytkennän viestiyhteys voimajohtoliitynnässä - Ohje, Fingrid Oyj, 2013, 6 s.
- [21] R.E. Mackiewicz, Overview of IEC 61850 and Benefits, 2005/2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 31-24 May, 2016, pp. 376-383.
- [22] J. Mörsky, Relesuojaustekniikka, 2. painos, Otatieto, Hämeenlinna, 1993, 459 s.
- [23] D.M. Parker, N.D. McCollough, Medium-voltage sensors for the smart grid: Lessons learned, Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, pp. 1-7.
- [24] Posion Saukkovaaran tuulivoimapuiston urakointi Empowerille, verkkosivu, Yle. Saatavissa (viitattu 21.1.2016):  
[http://yle.fi/uutiset/posion\\_saukkovaaran\\_tuulivoimapuiston\\_urakointi\\_empowerille/7898485](http://yle.fi/uutiset/posion_saukkovaaran_tuulivoimapuiston_urakointi_empowerille/7898485)
- [25] Siemens Customer Support for Power & Energy, Siemens AG. Sähköpostikeskustelu lokakuu 2015.
- [26] SIPROTEC 5 Devices Protection, Automation and Monitoring (V6) Catalog SIPROTEC 5.01 Edition 3, Siemens AG, IC1000-K4605-A011-A3-7600, 292 p.

- [27] SIPROTEC 5 Engineering Guide DIGSI 5 (V6.00 and higher) Manual, Siemens AG, C53000-G5040-C004-2, Mar. 2015, 144 p.
- [28] SIPROTEC 5 Hardware Description (V6.00 and higher) Manual, Siemens AG, C53000-G5040-C002-8, Nov. 2014, 202 p.
- [29] SIPROTEC 5 Transformer Differential Protection 7UT82, 7UT85, 7UT86, 7UT87 (V6.00 and higher) Manual, Siemens AG, C53000-G5040-C016-5.01, Nov. 2014, 1470 p.
- [30] SIPROTEC 7UT86, verkkosivu, Siemens. Saatavissa (viitattu 8.4.2016):  
<http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/protection/transformer-differential-protection/pages/7ut86.aspx>
- [31] Smart Grid Technologies, in: S. Borlase, (ed.), Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions, CRC Press, 2012, pp. 61-496.
- [32] T. Spearing, K. Hauck, M. Kuchai, Realising the Benefits of Non-Conventional Sensors, IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008, pp. 412-417.
- [33] M. Stefanka, V. Prokop, G. Salge, Application of IEC 61850-9-2 in MV switch-gear with sensors use, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), pp. 1-4.
- [34] Sähkötyöturvallisuuslaki, L 14.6.1996/410, 1996. Saatavissa:  
<https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1996/19960410>
- [35] Transformer protection RET670 2.0 IEC Technical summary, ABB AB, Substation Automation Products, 1MRK504145-SEN, Apr. 2014, 2 p.

## LIITELUETTELO

Liite 1:	20 KV PÄÄKAAVIO
Liite 2:	SIPROTEC 5 -LAAJENNUSMODUULIT
Liite 3:	TOIMITUSPROJEKTIN SUOJALAITTEEN TILAUSKONFIGU- RAATIO
Liite 4:	110 KV SUOJAUSKAAVIO
Liite 5:	EROONKYTKENTÄSUOJAUKSEN LOGIIKKA
Liite 6:	20 KV SUOJAUSKAAVIO
Liite 7:	LUKITUSKAAVIO



# LIITE 2: SIPROTEC 5 -LAAJENNUSMODUULIT

## Hardware

Perfectly tailored fit – Modules

1.4

Designation	Description	U-input	I-input	BI (isolated)	BI (connected to common potential)	BO normally-open contacts	BO normally-open contacts type F	BO normally-open contacts type HS	BO change-over contacts	BO change-over contacts type F	Measuring transducer 20 mA/10 V	BO power relay	Number of slots for plug-in modules	Available in the base module	Available in the expansion module	Power supply	Implemented in device row
PS101	Power supply module for all 7xx82 devices				3	1			2 <sup>2)</sup>				2	X		X	1
IO101	Base module for all 7xx82 devices that require current measurement		4	1	7	4			2					X	–		1
IO102	Base module for all 7xx82 devices that require current and voltage measurement	4	4	1	7	4			2					X	–		1
IO103	Base module for all 7xx82 devices that require current measurement		8		8	4								X	–		1
IO110	Module for additional binary inputs and outputs for all 7xx82 devices without IO103				12	7								X	–		1
PS201	Power supply module for the first device row				3	1			2 <sup>2)</sup>				2	X		X	1
PS203	Power supply module for the second device row														X	X	2
CB202	Module with 3 additional slots for modules												3	–	X	X	1
PB201	Prozessbus-Baugruppe														X		1
IO201	Base module for protection applications that require no voltage measurement		4	8			4			2				X	X		1,2
IO202	Base module for all devices that require current and voltage measurement	4	4	8			4			2				X	X		1,2
IO203	Module for device numerous current inputs		8	4			4							X	X		1,2
IO204	This module contains 4 power relays for direct control of the operating mechanism motors of grounding switches and disconnectors			10		4						4			X		1,2
IO205	For protection applications with binary inputs and binary outputs			12		16									X		1,2
IO206	For protection applications with binary inputs and binary outputs			6		7									X		1,2
IO207	Geared toward bay controllers due to the predominant number of binary inputs (feedback from switchgear)			16		8									X		1,2
IO208	It is a typical module for protective applications. In contrast to the IO202, it is equipped with more relay outputs	4	4	4		3	6			2				X	X		1,2
IO209	This module is used when extremely fast tripping times (4 normally-open contacts, 0.2 ms pickup time) are required, such as, e.g. power system for very high voltages			8				4							X		1,2
IO211	Module for devices that require a numerous voltage inputs	8		8		8									X		1,2
IO214	Base module for all devices that require current and voltage measurement. In contrast to the IO202 it has a reduced quantity structure of binary inputs and outputs	4	4	2			4			1				X	X		1,2
IO215	Special module for connecting special high-resistance voltage dividers over 10 V voltage inputs	4 <sup>1)</sup>	4	8			4			2					X		1,2
IO230	Module for acquisition of large volumes of data, for example, in the bay controller or busbar protection. Process connection is effected via special terminals				48										X		1,2

Differentiation of relay types:  
Type F – fast relay with monitoring (pickup time < 5 ms)  
Type HS – high-speed relay (contact with solid-state bypass) with monitoring (pickup time < 0.2 ms)  
1) 10 V voltage input for high-resistance RC-splitter  
2) of which 1 life contact  
The connection diagrams of the individual modules are included in the chapter "appendix".

Table 1.4/3 Module overview

## LIITE 3: TOIMITUSPROJEKTIN SUOJALAITTEEN TILAUSKONFIGURAATIO

**SIEMENS**

SIPROTEC 5

Configuration

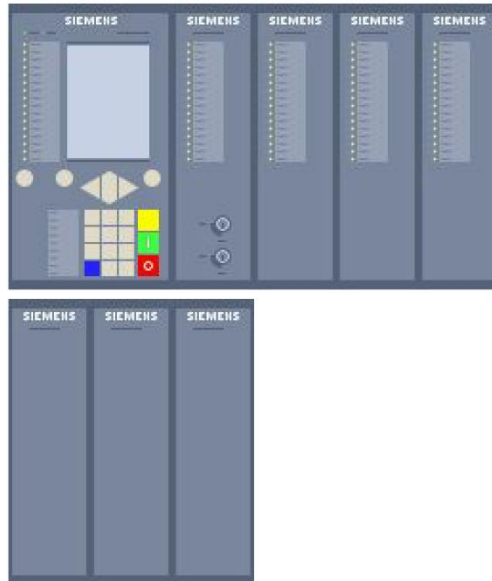
Apr 28, 2015 6:56 AM

Device: 7UT86 Transf. Prot (3 Wind.)

Product code

Short:

Long:



Housing width:	9/6 x 19"
Housing type:	Flush mounting
Binary inputs:	127
Binary outputs:	56 Relays (28 Standard, 28 Fast, 0 High-Speed, 0 Power)
Current transformers:	16 for protection, 4 for measurement and sensitive ground-current detection
Voltage transformers:	12
Modules in 19" row 1:	IO203 , PS201 , IO208 , IO208 , IO208 , IO230
Modules in 19" row 2:	PS203 , IO230 , IO205
Number of LEDs:	80
Operation Panel:	Integrated
Key switch:	With
Display type:	Large display
Front Design:	Standard
Power Supply:	DC 60 V-250 V, AC 100 V-230 V

Communication/Plug-in modules:

Communications encryption:	Normal
Integrated Ethernet port J:	for DIGSI 5

## LIITE 3: TOIMITUSPROJEKTIN SUOJALAITTEEN TILAUSKONFIGURAATIO

### SIEMENS

SIPROTEC 5

Configuration

Apr 28, 2015 6:56 AM

Plug-in module position E: ETH-BB-2FO: 2 x optic Ethernet 100 Mbit/s, 1300 nm, LC-Duplex connector, 2 km over 50/125 µm or 62,5/125 µm multimode - fiber  
Plug-in module position F: ANAI-CA-4EL: 4 Analog inputs 20 mA, screw terminals

Functions:

Function points class: Base + 425 function points

#### *Note on function-points class*

The function-points class results from the sum of the function points of the selected functions. You can apply these functions as selected. The device allows also each other selection of functions as long as the sum of the required function points is within the selected function-points class. With the maximum function-points class of 1400 it is possible to activate all the functions in the device. The function-points exceeding 1400 are free of charge. In the engineering phase DIGSI 5 checks that the selected configuration is suitable (capable of running in the device) before loading it to the device.

Miscellaneous:

Warranty: 5 years

Firmware: Current version

---

# LIITE 3: TOIMITUSPROJEKTIN SUOJALAITTEEN TILAUSKONFIGURAATIO

## SIEMENS

SIPROTEC 5

Configuration

Apr 28, 2015 6:56 AM

Functional scope 7UT86 Transf. Prot (3 Wind.):

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value =	Points	Result Qty.
	Hardware quantity structure expandable	I/O	✓					✓
21/21N	Distance protection	Z<, V< / I>/(V,I)			x	100 =		
24	Overexcitation protection	V/f			x	25 =		
25	Synchrocheck, synchronizing function	Sync			x	50 =		
27	Undervoltage protection, 3-phase	V<			2 x	5 =	10	2x
27	Undervoltage protection, positive-sequence system	V1<			x	5 =		
27	Undervoltage protection, universal, Vx	Vx<			x	5 =		
32, 37	Power protection active/reactive power	P<>, Q<>			x	10 =		
37	Undercurrent	I<	✓					✓
38	Temperature Supervision		✓					✓
46	Unbalanced-load protection (thermal)	I <sup>2</sup> t>			x	5 =		
47	Overvoltage protection, negative-sequence system	V2>			x	5 =		
49	Thermal overload protection	, I <sup>2</sup> t	✓					✓
49H	Hot spot calculation	h, I <sup>2</sup> t			x	20 =		
50/51 TD	Overcurrent protection, phases	I>	2x		3 x	30 =	90	5x
50N/ 51N TD	Overcurrent protection, ground	IN>	✓					✓
50HS	High speed instantaneous overcurrent protection	I>>>	✓					✓
	Instantaneous tripping at switch onto fault	SOTF	✓					✓
50N/ 51N TD	Overcurrent protection, 1-phase	IN>	✓					✓
50Ns/ 51Ns	Sensitive ground-current protection for systems with resonant or isolated neutral	INs>			x	5 =		
50BF	Circuit-breaker failure protection, 3-pole	CBFP			2 x	5 =	10	2x
50RS	Circuit-breaker restrike protection	CBRS			x	20 =		



## LIITE 3: TOIMITUSPROJEKTIN SUOJALAITTEEN TILAUSKONFIGURAATIO

### SIEMENS

SIPROTEC 5

Configuration

Apr 28, 2015 6:56 AM

Functional scope 7UT86 Transf. Prot (3 Wind.):

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value =	Points	Result Qty.
51V	Voltage dependent overcurrent protection	$t=f(I,V)$			x	10 =		
59	Overvoltage protection, 3-phase	V>		1	x	5 =	5	1x
59	Overvoltage protection, positive-sequence system	V1>			x	5 =		
59N	Overvoltage protection, zero-sequence system	V0>		2	x	5 =	10	2x
67	Directional overcurrent protection, phases	I>, (V,I)			x	5 =		
67N	Directional overcurrent protection, ground	IN>, (V,I)			x	15 =		
67Ns	Dir. sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral incl. a) V0>, b) Cos-/SinPhi, c) Transient fct., d) Phi(V,I), e) Admittanz			3	x	30 =	90	3x
68	Power-swing blocking	Z/t			x	25 =		
74TC	Trip circuit supervision	TCS	✓					✓
79	Automatic reclosing, 3-pole	AR			x	45 =		
81O	Overfrequency protection	f>		1	x	5 =	5	1x
81U	Underfrequency protection	f<		1	x	5 =	5	1x
81R	Rate-of-frequency-change protection	df/dt		1	x	5 =	5	1x
86	Lockout		✓					✓
87T	Transformer differential protection	I	✓					✓
87T	Transformer differential protection for phase angle regulating transformer (single core)	I			x	200 =		
87T	Transformer differential protection for special transformers	I			x	150 =		
87T Node	Differential protection (Node protection for Autotransformer)	I Node	✓					✓
87N T	Restricted ground-fault protection	IN			x	15 =		
87M	Motor differential protection	I	✓					✓
90V	Automatic voltage control for 2 winding transformer			1	x	150 =	150	1x

## LIITE 3: TOIMITUSPROJEKTIN SUOJALAITTEEN TILAUSKONFIGURAATIO

**SIEMENS**

SIPROTEC 5

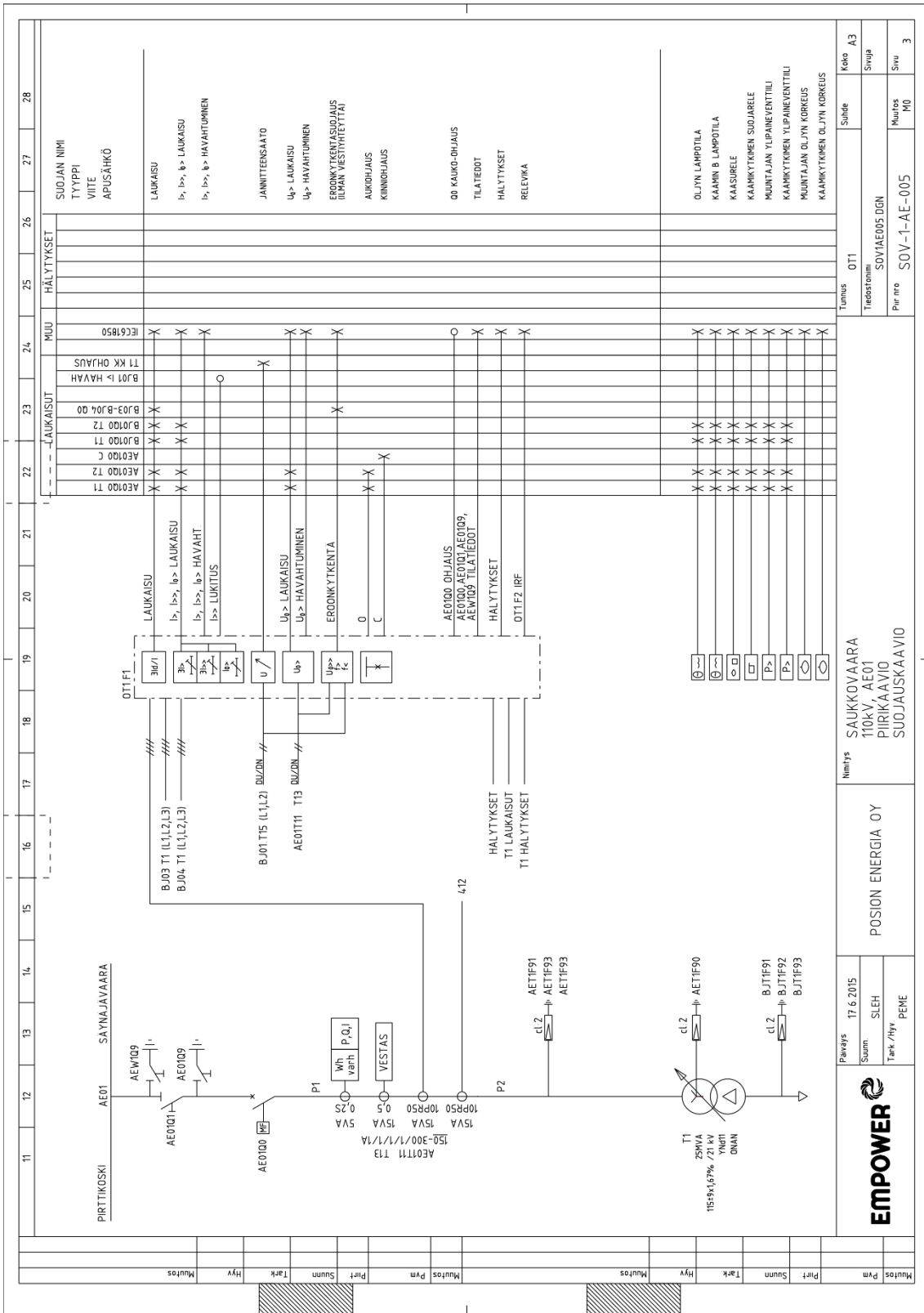
## Configuration

Apr 28, 2015 6:56 AM

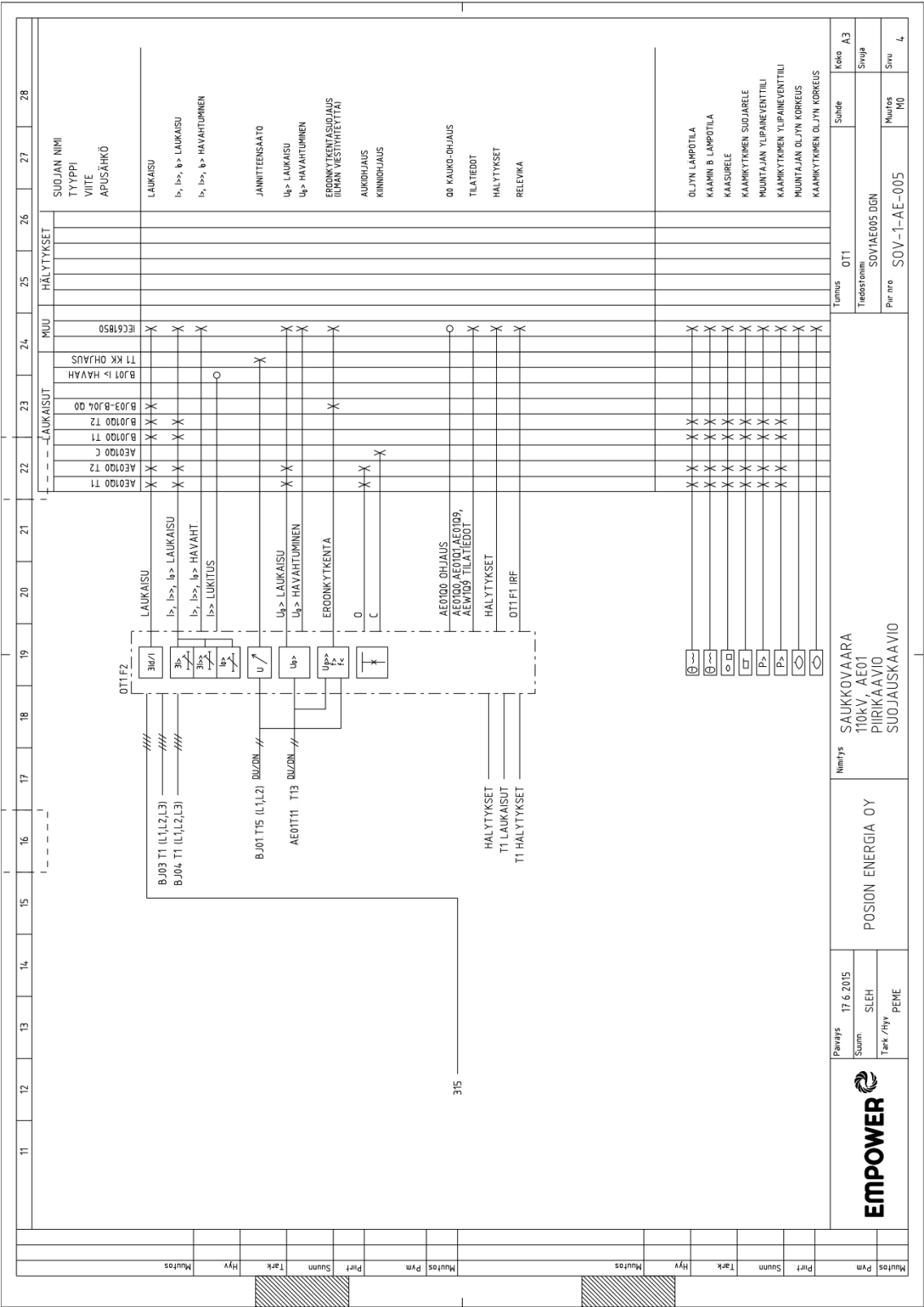
Functional scope 7UT86 Transf. Prot (3 Wind.):

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x Value = Points	Result Qty.
90V	Automatic voltage control for 3 winding transformer			x	200 =	
90V	Automatic voltage control for grid coupling transformer			x	175 =	
FL	Fault locator, single-ended measurement	FL-one		x	25 =	
PMU	Synchrophasor measurement (1 PMU can be used for max. 8 voltages and 8 currents)	PMU		x	40 =	
	Arc-protection (only with plug-in module ARC-CD-3FO)		✓			✓
	Measured values, standard		✓			✓
	Measured values, extended: Min, Max, Avg			x	12 =	
	Switching statistic counters		✓			✓
	Circuit breaker wear monitoring	Ix, I²t, 2P		x	10 =	
	CFC (Standard, Control)		✓			✓
	CFC arithmetic			x	40 =	
	Switching sequences function			x	40 =	
	Inrush current detection		✓			✓
	External trip initiation		✓			✓
	Control		✓			✓
	Fault recording of analog and binary signals		✓			✓
	Monitoring and supervision		✓			✓
	Protection interface, serial		✓			✓
	Circuit Breaker		4x	2 x	3 =	6
	Disconnectors		4x	13 x	3 =	39
Sum:						425

## LIITE 4: 110 KV SUOJAUSKAAVIO



LIITE 4: 110 KV SUOJAUSKAAVIO



# LIITE 5: EROONKYTKENTÄSUOJAUKSEN LOGIIKKA



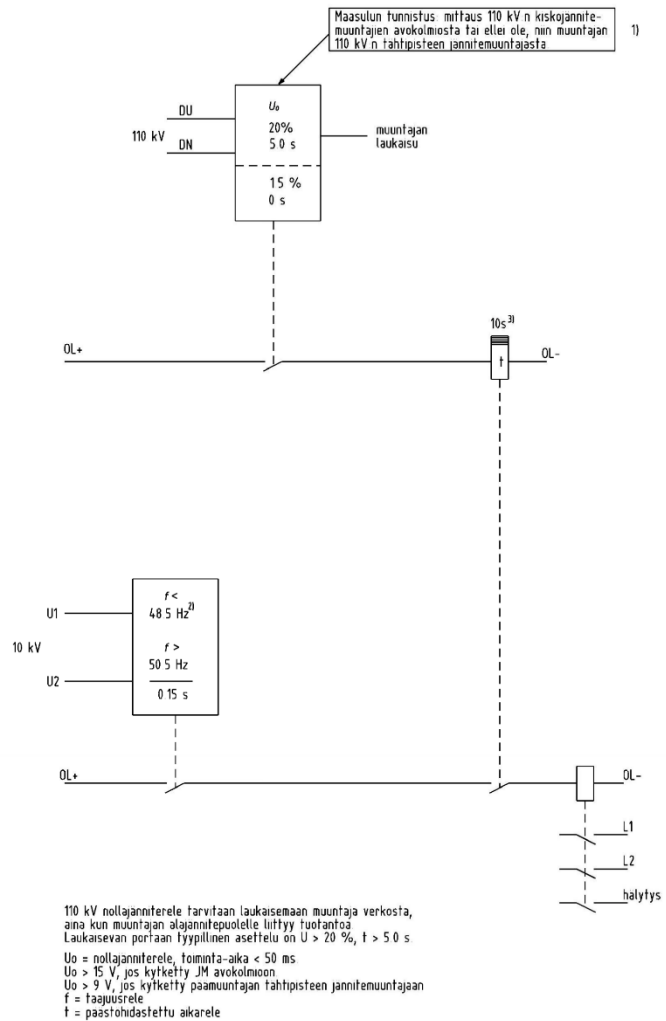
Ohje

5 (6)

Relesuojaus / P Lindblad, L Koivisto

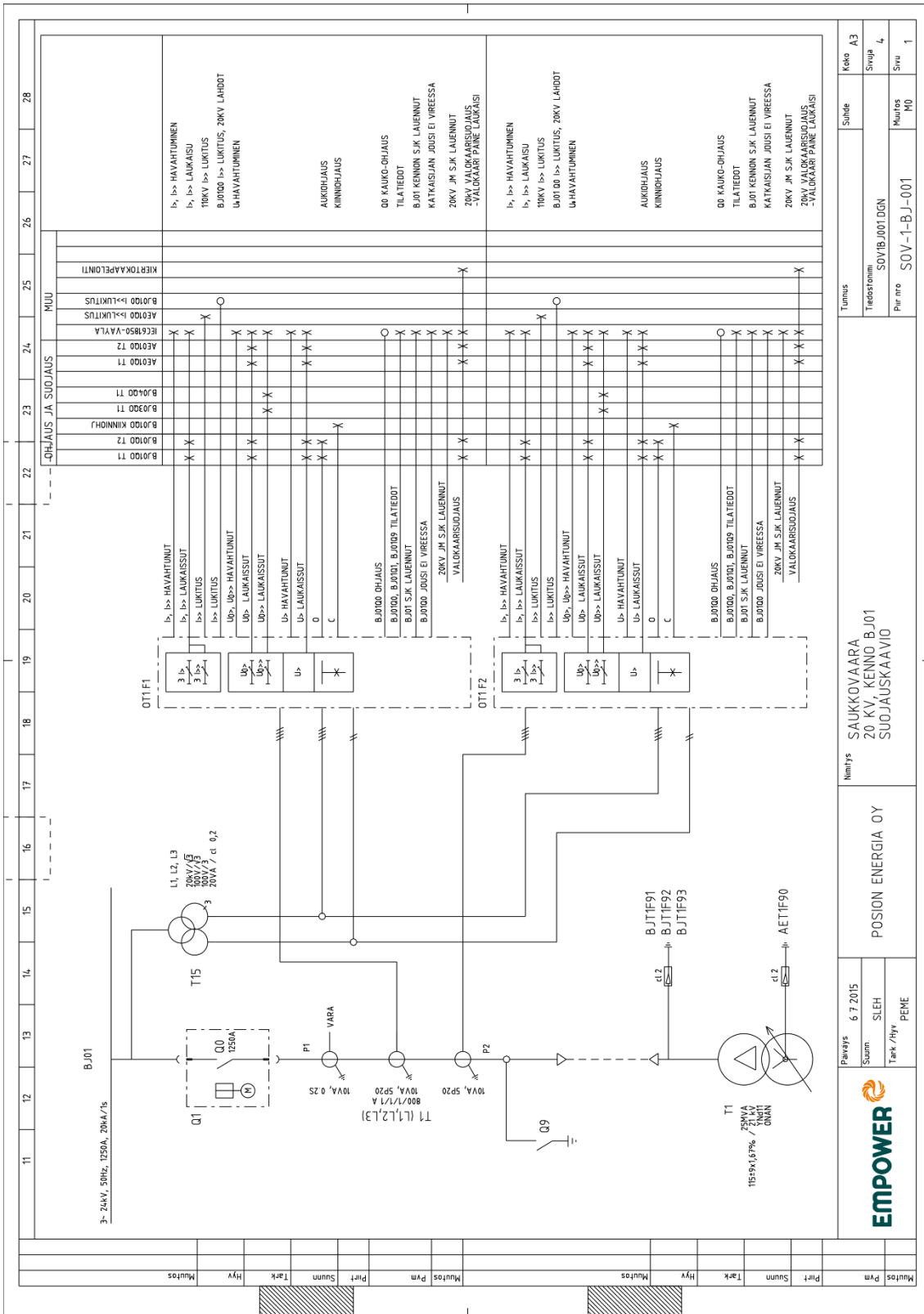
12.11.2013

Liite 1: Eroonkytkentäreleistyskaavio



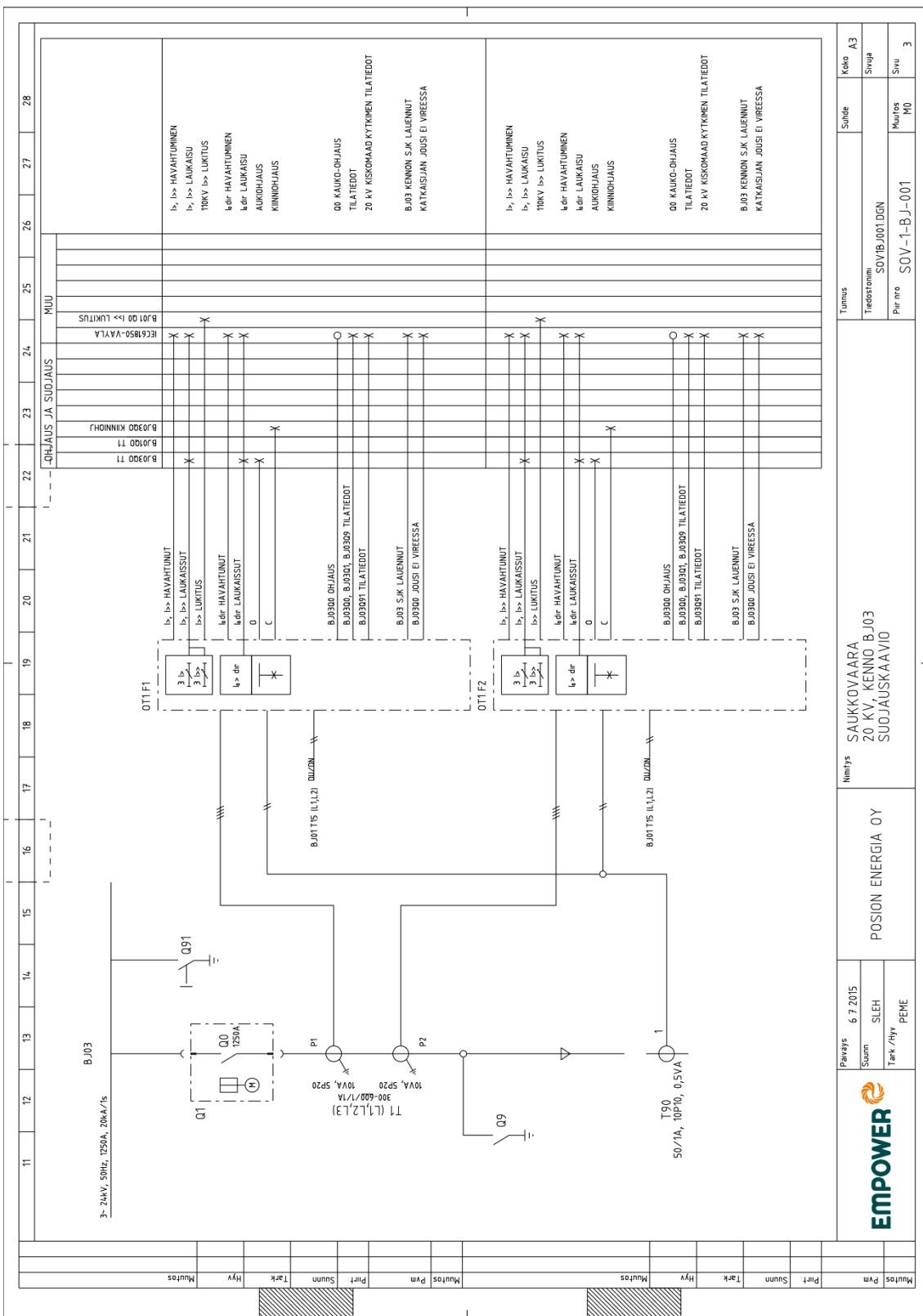
- 1) oikosulkuvioissa toimii generaattorin suojaus  
2) asettelu tulee nostaa jos taajuus ei laske alle 48,5 Hz 10 s kuluessa  
3) tahdistuksen odottelu-aika tyypillisesti 10s

## LIITE 6: 20 KV SUOJAUSKAAVIO



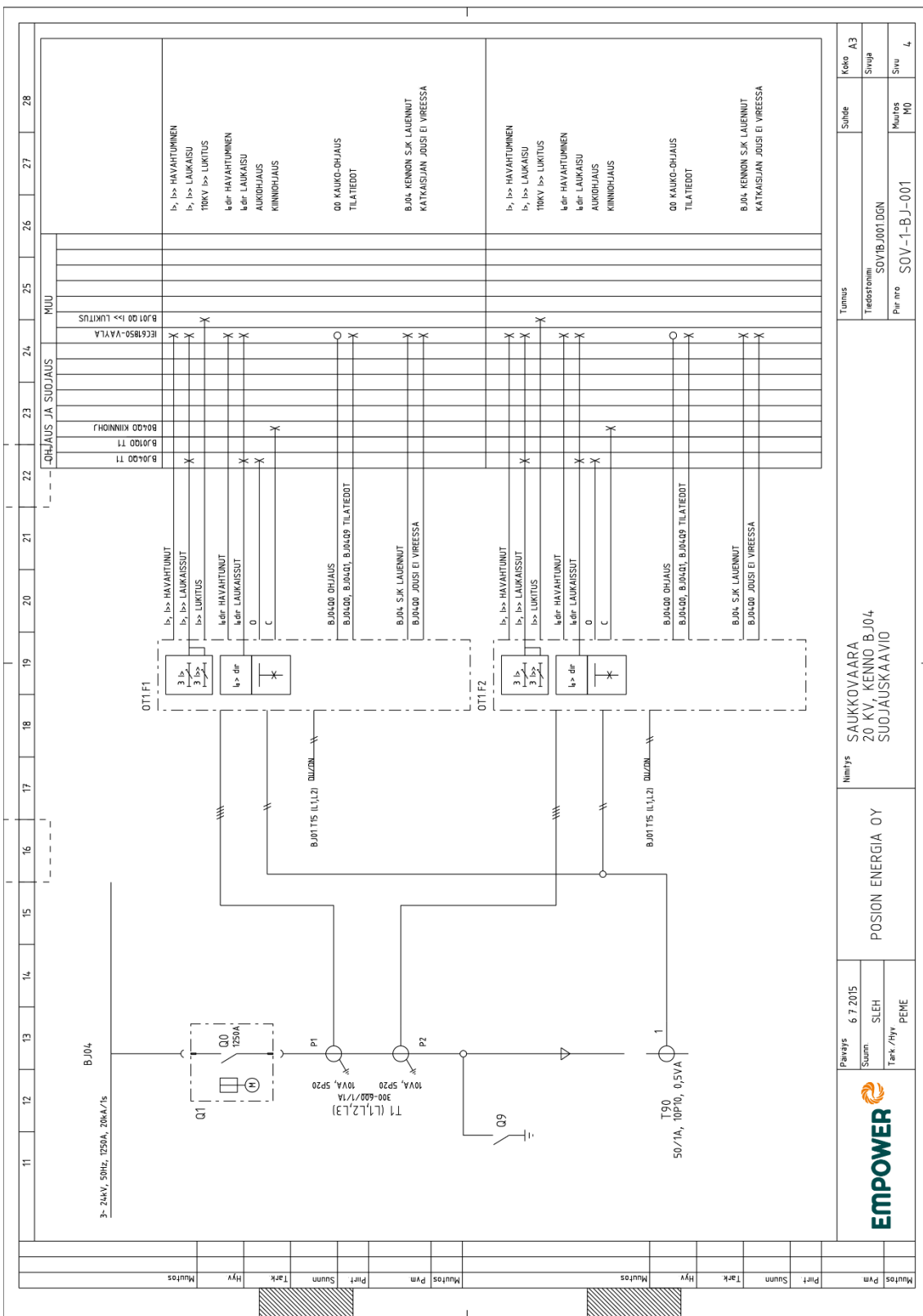


## LIITE 6: 20 KV SUOJAUSKAAVIO





## LIITE 6: 20 KV SUOJAUSKAAVIO



## LIITE 7: LUKITUSKAAVIO

